



GRUPO CGE  
MEMORIA 2011



GRUPO CGE  
MEMORIA 2011



OFICINA CENTRAL  
Presidente Riesco 5561 - Piso 14  
Teléfono: (56-02) 680 7000

SAN BERNARDO  
América 663  
Teléfono: (56-02) 344 8562

LA PINTANA  
Baldomero Lillo 1935  
Teléfono: (56-02) 344 8689

SAN JOSÉ DE MAIPO  
Comercio 20008  
Teléfono: (56-02) 344 8798

TALAGANTE  
Balmaceda 1153  
Teléfono: (56-02) 344 8743

PUENTE ALTO  
Teniente Bello 105  
Teléfono: (56-02) 344 8717

Concha y Toro 3955 · Local 13  
Teléfono: (56-02) 344 8720

CURACAVÍ  
Av. O'Higgins 2092  
Teléfono: (56-02) 344 8396

BUIN  
San Martín 453  
Teléfono: (56-02) 344 8762

PIRQUE  
Av. Concha y Toro 02659  
Teléfono: (56-02) 344 8725

RANCAGUA  
Av. L. Bernardo O'Higgins 0265  
Teléfono: (56-72) 206 106

RENGO  
Urriola 102  
Teléfono: (56-72) 354 101

SAN VICENTE DE TAGUA TAGUA  
Germán Riesco 1301  
Teléfono: (56-72) 299 201

LAS CABRAS  
San Martín 898 · Locales 5 y 6  
Teléfono: (56-72) 502 463

SAN FERNANDO  
Av. L. B. O'Higgins 419  
Teléfono: (56-72) 299 111

CURICÓ  
Estado 237  
Teléfono: (56-75) 563 626

MOLINA  
Libertad 1342  
Teléfono: (56-75) 563 670

TALCA  
2 Sur 1445  
Teléfono: (56-71) 635 036

SAN JAVIER  
Sargento Aldea 2510  
Teléfono: (56-71) 561 977

LINARES  
Manuel Rodríguez 669  
Teléfono: (56-73) 561 901

CHILLÁN  
H. Martín 542  
Teléfono: (56-42) 209 401

CONCEPCIÓN  
Barros Arana 64  
Teléfono: (56-41) 220 0390

TALCAHUANO  
Colón 898  
Teléfono: (56-41) 220 6605

TOMÉ  
Nogueira 955  
Teléfono: (56-41) 220 6420

CORONEL  
Los Carrera 284  
Teléfono: (56-41) 220 6570

LOS ÁNGELES  
J. Manso de Velasco 399  
Teléfono: (56-43) 409 301

TEMUCO  
Manuel Montt 669  
Teléfono: (56-45) 209 201

VILLARICA  
Pedro de Valdivia 952  
Teléfono: (56-45) 209 001

PUCÓN  
O'Higgins 545 · Local C  
Teléfono: (56-45) 209 044

ATENCIÓN CLIENTES  
Teléfono: 600 777 7777

MESA CENTRAL  
Teléfono: 600 6 243 243

GRUPO CGE  
MEMORIA 2011





## Contenidos

- 04 Carta del presidente
- 07 Directorio
- 09 Organigrama y administración
- 10 Propiedad y control de la Sociedad
- 20 Hechos destacados 2011
- 22 Reseña histórica
- 28 Informe a los accionistas
- 36 Marcha de la Empresa
- 46 Gestión comercial
- 52 Gestión regulatoria
- 70 Gestión administrativa y financiera
- 74 Gestión de personas
- 80 Gestión técnica
- 85 Declaración de responsabilidad
- 88 Estados financieros



### Carta del presidente

Por encargo del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, les presento la Memoria y Balance Anual de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2011.

En términos de resultados financieros, el 2011 fue un mal año. De hecho, en el período se obtuvo una pérdida de 17.698 millones de pesos, lo que se explica principalmente por menores ingresos y a mayores costos de operación necesarios para enfrentar los desafíos destinados a mejorar el servicio comercial ofrecido a nuestros clientes.

En particular, los menores ingresos se deben a una menor facturación transitoria asociada a la estabilización de la nueva plataforma tecnológica, mientras que los mayores costos se justifican por la realización de actividades de recuperación de pérdidas administrativas y a mayores gastos destinados a potenciar el servicio de atención a clientes. Asimismo, hubo un aumento de costos asociados a una mayor depreciación explicada por la retasación de los activos fijos bajo la normativa contable IFRS.

Los acontecimientos señalados repercutieron en un escenario transitoriamente adverso, en el cual las inquietudes de nuestros clientes pusieron a prueba el compromiso que tenemos con ellos. De este modo, los esfuerzos se concentraron en lograr una atención más resolutiva e integral, motivo por el cual se reforzó importantemente la plataforma comercial y se estableció un plan de trabajo, desarrollando más de veinte iniciativas y un modelo de gestión orientado a mejorar la calidad del servicio comercial.

En este aspecto destaca la implementación de un plan de relacionamiento con juntas de vecinos de comunidades en situación socioeconómica vulnerable, atendiendo de manera personalizada a un universo de sesenta mil clientes, resolviendo caso a caso sus problemas de deuda por consumos eléctricos. Es importante señalar que la iniciativa estableció vínculos a largo plazo con los clientes y su entorno, cumpliendo con el objetivo de acercarse a la comunidad.

Por otra parte, quisiera resaltar la calidad del suministro y fortaleza de la infraestructura eléctrica de CGE DISTRIBUCIÓN, la que constituye una característica diferenciadora del servicio que brindamos a nuestros clientes. En este sentido, durante 2011 se realizaron importantes inversiones, materializadas en la ejecución de 4.120 proyectos que alcanzaron un monto de 23.403 millones de pesos.

Asimismo, en un clima de respeto y confianza mutua, se realizó el proceso de negociación colectiva con distintos sindicatos, donde los principales acuerdos pactados significaron mejores beneficios en el ámbito de salud, educación y ahorro para la jubilación.

Desde otra perspectiva, pero manteniendo la mirada en nuestros clientes, durante 2011 vimos como la falta de proyectos de generación y transmisión dificultó el abastecimiento y afectó la

vulnerabilidad del sistema eléctrico. En particular, los problemas para el desarrollo de inversiones en transmisión, han debilitado de manera significativa dicho sistema, el que se ha visto afectado por apagones y restricciones de capacidad, traducidos en algunas zonas del país, en desprendimientos de carga que los clientes han debido sufrir.

Estos problemas se pueden agravar en los próximos años, teniendo incidencia además en los elevados precios de generación que afectan la competitividad, lo cual repercute en un alza de las cuentas de los clientes finales y afectan negativamente los resultados de las empresas distribuidoras.

Dentro de este complejo escenario, considero necesario mencionar la quiebra, en el mes de septiembre, de la empresa Campanario Generación, la cual mantiene un contrato de suministro vigente con CGE DISTRIBUCIÓN, suscrito en el 2008 bajo la normativa aprobada por la Comisión Nacional de Energía.

En relación a lo señalado, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, emitió una resolución que permitió a los clientes finales sujetos a fijación de precios, continuar siendo abastecidos por el resto de las empresas generadoras del sistema, en las mismas condiciones y precios descritos en el contrato con Campanario Generación.

Sin duda que esta situación tiene que dejarnos lecciones, debiendo analizarse las exigencias definidas por la autoridad para la participación en los procesos licitatorios que realicen las empresas distribuidoras, de modo que situaciones como la presentada no se repitan en el futuro.

Otra situación que marcó el mercado eléctrico fue el hecho que la Superintendencia de Electricidad y Combustibles calificara como interrupción no autorizada el apagón ocurrido en marzo de 2010, independiente que dicha falla tuviera su origen en instalaciones ajenas a las de distribución. En consecuencia, instruyó a las empresas distribuidoras a compensar a sus clientes finales, a pesar de no haberse superado necesariamente los estándares de indisponibilidad establecidos en las normas y de no existir un mecanismo que permita a las distribuidoras repetir contra los terceros responsables. CGE DISTRIBUCIÓN, por considerar que esta disposición afecta sus derechos, presentó distintos recursos que están siendo tramitados en las instancias correspondientes.

Por otra parte el año estuvo marcado además por la continuación del plan de reorganización societaria del Grupo de EMPRESAS EMEL, con el propósito de simplificar su estructura de propiedad, y de reorganizar los activos de las empresas de servicio público eléctrico de acuerdo a la situación geográfica y de negocios de las empresas del Grupo CGE. En este sentido, el plan considera fusionar

CGE DISTRIBUCIÓN con EMEL SUR, sociedad que posee los activos de distribución de las sociedades EMPRESA ELÉCTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A. y EMPRESA ELÉCTRICA DE TALCA S.A.

En otro plano, en relación a la estrategia global del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN realizó un nuevo ciclo de Encuentros Regionales sobre Energía y Desarrollo Sustentable.

Esta iniciativa se llevó a cabo en las regiones de O'Higgins, del Maule, del Bio Bio y de La Araucanía, en conjunto con los gobiernos locales, empresarios e instituciones universitarias.

Otra iniciativa Corporativa en la que CGE DISTRIBUCIÓN participó activamente, fue la campaña solidaria "Misión Noche Buena", que en esta oportunidad logró juntar, mediante las diversas actividades coordinadas por sus trabajadores, más de 11 mil cenas de navidad para familias de escasos recursos.

En el mismo sentido, conscientes de la importancia que la cultura tiene en nuestra comunidad, destacamos el apoyo al espectáculo al aire libre "Pura Energía, Puro Chile. Puro Verano" y las presentaciones del connotado pianista Felipe Browne en distintas localidades de nuestra zona de concesión, brindando espectáculos de gran nivel que contaron con una alta asistencia de nuestros clientes.

Finalmente, en mi calidad de Presidente del Directorio, deseo agradecer a nuestros colaboradores - quienes constituyen el mayor capital de CGE DISTRIBUCIÓN - por su trabajo y compromiso, vitales en la continuidad de nuestra Empresa. En conjunto enfrentaremos el desafío de retornar a la operatividad y rentabilidad que nos ha caracterizado.



**Francisco Javier Marín Estévez**  
Presidente del Directorio

**Presidente****Francisco Javier Marín Estévez**

Ingeniero Agrónomo

RUT: 2.773.387-5

**Vicepresidente****Carlos Hornauer Herrmann**Ingeniero de Ejecución  
en Electricidad

RUT: 6.561.811-7

**Director****Francisco Marín Jordán**

Ingeniero Civil en Obras Civiles

RUT: 8.351.571-6

**Director****Cristián Neuweiler Heinsen**

Ingeniero Electricista

RUT: 6.562.488-5

**Director****Pablo José Pérez Cruz**

Empresario

RUT: 6.441.732-0

**Director****Pablo Guarda Barros**

Ingeniero Civil Mecánico

RUT: 6.896.300-1

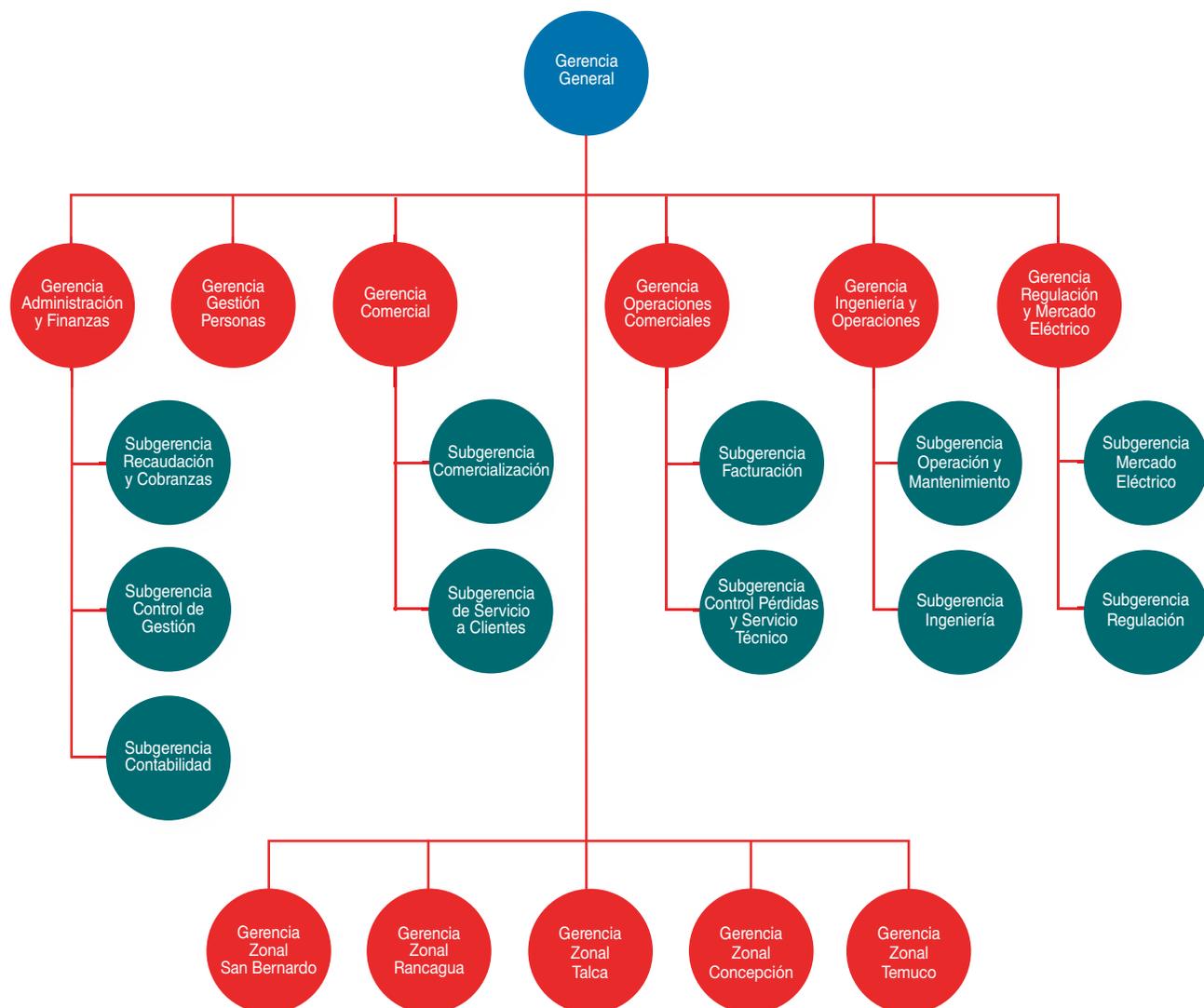
**Director****Gonzalo Rodríguez Vives**

Ingeniero Comercial

RUT: 6.376.813-8



## Organigrama y Administración





#### Gerente General y Representante Legal

**Cristián Saphores Martínez**

Ingeniero Civil de Industrias

RUT: 7.052.000-1

#### Gerente de Administración y Finanzas

**Salvador Giordano Puleri**

Contador Público

RUT: 22.763.692-0

#### Gerente Comercial

**Rubén Escalona Silva**

Ingeniero Civil de Industrias

RUT: 12.232.470-2

#### Gerente de Ingeniería y Operaciones

**Eduardo Apablaza Dau**

Ingeniero Civil Eléctrico

RUT: 9.048.258-0

#### Gerente de Regulación y Mercado Eléctrico

**Francisco Sánchez Hormazábal**

Ingeniero Civil de Industrias

RUT: 10.768.919-2

#### Gerente de Gestión de Personas

**Gerardo José María Parra**

Ingeniero Comercial

RUT: 6.957.151-4

#### Gerente de Operaciones Comerciales

**Iván Quezada Escobar**

Ingeniero Civil Eléctrico

RUT: 10.051.610-2

#### Gerente Zonal San Bernardo

**Nolberto Pérez Peña**

Ingeniero Civil Industrial

RUT: 7.511.033-2

#### Gerente Zonal Rancagua

**Juan Carlos Oliver Pérez**

Ingeniero Comercial

RUT: 7.662.705-3

#### Gerente Zonal Talca (I)

**Manuel Ortega Muñoz**

Ingeniero Civil Industrial

RUT: 8.146.655-7

#### Gerente Zonal Concepción

**Luis Gómez Bravo**

Ingeniero Ejecución Electricista

RUT: 7.239.809-2

#### Gerente Zonal Temuco

**Esteban Hund Villagra**

Ingeniero Civil Industrial

RUT: 8.219.185-0

#### Subgerente de Comercialización

**Giovanni Baselli Ferrer**

Ingeniero Civil Industrial

RUT: 10.335.243-6

#### Subgerente de Servicio a Clientes

**José Daniel Ricci Saenz**

Ingeniero Civil Industrial

RUT: 10.750.791-4

#### Subgerente de Recaudación y Cobranzas

**Leonardo Lorca Muñoz**

Ingeniero Comercial

RUT: 12.722.503-6

#### Subgerente de Control de Gestión

**Lucy Torres Hormazábal**

Ingeniero Comercial

RUT: 13.206.765-1

#### Subgerente de Contabilidad

**Diva Mondaca Gamboa**

Contador Auditor

RUT: 9.177.921-8

#### Subgerente de Mercado Eléctrico

**José Manuel Rengifo Aróstegui**

Ingeniero Civil de Industrias

RUT: 12.232.721-3

#### Subgerente de Regulación

**Juan Esteban Molina Céspedes**

Ingeniero Civil Electricista

RUT: 10.058.095-0

#### Subgerente de Ingeniería

**Mariano Morales Ferrada**

Ingeniero Civil Eléctrico

RUT: 10.019.008-7

#### Subgerente de Operaciones y Mantenimiento

**Esteban Vuchetich de Cheney Chirino**

Ingeniero Civil Electricista

RUT: 8.880.694-8

#### Subgerente de Facturación (I)

**Patricio Turén Arévalo**

Ingeniero Civil Industrial

RUT: 7.256.279-8

#### Subgerente Control de Pérdidas y Servicio Técnico

**Jorge Carreño Tham**

Ingeniero Civil Electricista

RUT: 6.437.224-6

## Propiedad y control de la Sociedad

### Propiedad

Al 31 de diciembre de 2011, el Capital de la Sociedad se encuentra conformado por 124.434.590 acciones, serie única, íntegramente suscritas y pagadas por sus 1.229 accionistas, según se muestra en el siguiente cuadro:

N°	Razón social o nombre accionista	Rut	Cantidad de acciones	Participación %
1	Compañía General de Electricidad S.A.	90.042.000-5	124.037.961	99,6813%
2	Larraín Vial S.A. Corredores de Bolsa	80.537.000-9	14.987	0,0120%
3	Negocios y Valores S.A. Corredores de Bolsa	96.568.750-3	14.673	0,0118%
4	Rainwob Fund L.P.	47.005.023-3	13.307	0,0107%
5	Sucesión Hornauer López José	1.294.847-6	12.098	0,0097%
6	Maass Faúndez, Juan Humberto	1.765.551-5	11.961	0,0096%
7	Pérez Cruz, Pablo José	6.441.732-0	10.037	0,0081%
8	Demaría Camus, Giampiero	10.257.485-0	10.000	0,0080%
9	Camus Larenas, Alicia Paulina	5.647.203-7	10.000	0,0080%
10	Demaría Camus, Paulina Alejandra	10.257.781-7	10.000	0,0080%
11	Industria Nacional de Parabrisas Laminados S.A.I.C.	93.554.000-3	8.656	0,0070%
12	Morteros y Áridos Dry Mix Ltda.	87.580.800-1	8.183	0,0066%
<b>Total</b>			<b>124.161.863</b>	<b>99,7808%</b>

Durante el año 2004, CGE DISTRIBUCIÓN S.A. (CGE DISTRIBUCIÓN) realizó un aumento de capital por un total de 86.260.603 acciones, de acuerdo a lo aprobado en la Segunda Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 8 de agosto de 2003. El valor total de las acciones suscritas ascendió a la suma de MM\$86.261, valor que fue pagado por Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) mediante el aporte en dominio de los activos y pasivos utilizados en el desarrollo de su giro o actividad de distribución de energía eléctrica.

El 31 de mayo de 2005, al materializarse la fusión de la Sociedad con Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (RÍO MAIPO), se realizó la emisión de 383.822 acciones, conforme a lo aprobado en la Quinta Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15 de abril de 2005. De este modo, con fecha 22 de junio de 2005 se realizó el canje de las acciones de RÍO MAIPO que poseían los accionistas minoritarios sobre esa sociedad, entendiéndose enterado el aumento de capital de M\$315, equivalente a las 383.822 acciones.



En Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 12 de abril de 2007, fue aprobada la fusión por incorporación de CGE DISTRIBUCIÓN VII a la primera, y un aumento de capital social por MM\$21.616, correspondiente a la emisión de 11.384.749 acciones nominativas, serie única, sin valor nominal, a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de CGE DISTRIBUCIÓN VII.

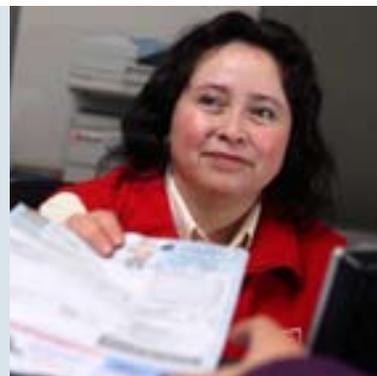
A consecuencia de esta fusión, en Sesión de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 20 de julio de 2007, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN, cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la SVS con el N°802, de fecha 25 de junio de 2007. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 25 de julio de 2007, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$21.616, equivalente a las 11.384.749 acciones.

Posteriormente, con fecha 4 de octubre de 2010 se realizó la Octava Junta Extraordinaria de Accionistas citada por Directorio con fecha 9 de septiembre de 2010, en la cual se acordó aumentar el capital social por un monto de M\$49.999.957, mediante la emisión de 11.332.000 de acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal y facultando al Directorio para que determine la fecha o las fechas en que se efectuará una o más emisiones de acciones de pago y para fijar su forma, plazos y condiciones de pago.

En cumplimiento de lo acordado en la junta extraordinaria de accionistas antes referida, el Directorio, en Sesión Extraordinaria del 15 de octubre de 2010, acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, con cargo al aumento de capital referido, a un precio de \$4.412,28 cada una, emisión representativa de M\$30.104.986; y requerir la inscripción de dicha emisión de acciones en el Registro de Valores que lleva la Superintendencia de Valores y Seguros, y en una bolsa de valores.

De este modo, con fecha 30 de noviembre de 2010 se inició el respectivo período de opción preferente por aumento de capital, mediante el cual CGE, accionista controlador de la Sociedad, suscribió y pagó un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la Octava Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendente a la suma de M\$30.001.933, representa el 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

Los accionistas minoritarios suscribieron M\$20.888 equivalentes a 4.734 acciones, con lo cual la emisión de patrimonio quedó perfeccionada en M\$30.022.821.



En el ejercicio 2010 se dio inicio además al plan de reorganización societaria del grupo de empresas EMEL, con el propósito de simplificar la estructura de propiedad del Grupo CGE y de organizar los activos de las empresas de servicio público eléctrico de acuerdo a su situación geográfica y de negocios.

Para ello el plan considera adaptar la estructura de las referidas empresas eléctricas del Grupo EMEL para lograr sociedades concentradas en el desarrollo de su actividad principal, para lo cual deberán desprenderse de los activos operacionales que no correspondan a su especialidad y de las acciones que posean en otras empresas eléctricas. Para tal efecto se ha previsto distribuir y aportar dichos activos mediante la aprobación de diversas divisiones y fusiones.

En este sentido, el plan considera fusionar CGE DISTRIBUCIÓN con EMEL SUR, empresa en que se habrán incorporado la totalidad de los activos de distribución provenientes de las sociedades Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y Empresa Eléctrica de Talca S.A.

En el marco de esta reestructuración societaria, en Sesión Extraordinaria de Directorio, celebrada el 12 de diciembre de 2011, se informó que CGE, solicitó la realización de una Junta Extraordinaria de Accionistas, para tratar el aumento del capital social de CGE DISTRIBUCIÓN, con el objeto de incorporar en ésta, la totalidad de su participación accionaria en EMEL SUR, ascendente al 98,15775%. De esta manera, la Sociedad controlará directamente a EMEL SUR e indirectamente a EMELECTRIC y EMETAL. La propiedad de EMEL SUR en estas dos empresas es del 99,9999%.

### **Control**

De conformidad a lo establecido en el artículo 97 de la Ley 18.045, CGE es el Controlador de CGE DISTRIBUCIÓN con una participación accionaria directa de 99,68% al 31 de diciembre de 2011.

En lo que respecta a CGE, cabe señalar que con fecha 23 de noviembre de 2000 los denominados Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, formalizaron un pacto de actuación conjunta, el cual fue notificado a la Sociedad y depositado en su Registro de Accionistas, con fecha 4 de diciembre de 2000. Además, los mismos grupos de accionistas, celebraron con fecha 23 de noviembre de 2000 un pacto de actuación conjunta que les permitió alcanzar el control de Indiver S.A.. En virtud de estos Pactos, los accionistas que componen los grupos mencionados, controlaban directamente al 31 de diciembre de 2010 el 53,75% de las acciones emitidas de CGE e indirectamente, si se sumaban las acciones que pertenecían a Indiver S.A. a la misma fecha, el 64,86% del total de acciones.

Con fecha 11 de agosto de 2011, el Notario Público de Santiago don Patricio Zaldivar Mackenna, notificó al Gerente General de CGE, el instrumento privado suscrito con fecha 1 de agosto de 2011 y una carta de fecha 11 de agosto de 2011, en los que, los denominados Grupo Familia Marín y Grupo Almería, declararon haber acordado poner término al Pacto de actuación conjunta suscrito con fecha 23 de noviembre de 2000.

Por tal motivo, conforme al referido artículo 97 y siguientes de la Ley 18.045, Compañía General de Electricidad S.A. no posee controlador al 31 de diciembre de 2011.



### Accionistas que poseen el 10% o más del capital de Compañía General de Electricidad S.A.

	Rut	Participación
Indiver S.A.	94.478.000-9	11,2649%

Los denominados Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, individualmente considerados, poseen a través de las personas naturales y jurídicas que se indicarán a continuación, acciones que representan respectivamente el 22,7361%, 20,9906% y 11,3569% del capital de la sociedad:

Grupo Familia Marín	Rut	Participación
Constructora de Viviendas Económicas Santa Marta Ltda.	86.911.800-1	6,2647%
Inversiones Hemaco Ltda.	96.647.170-0	4,5701%
Doña María Loreto S.A.	96.721.970-3	3,4793%
Foger Sociedad de Gestión Patrimonial Ltda.	79.685.990-3	3,2317%
Rentas Kurewen S.A.	79.883.900-4	0,9865%
Rentas e Inversiones San Antonio Ltda.	79.944.140-3	0,8615%
El Mayorazgo S.A.	96.803.670-K	0,4659%
Marín y Cía. S.A.	88.079.100-1	0,4641%
Sociedad de Rentas Don Ernesto Ltda.	79.944.150-0	0,4188%
Polo Sur Sociedad de Rentas Limitada	79.685.260-7	0,1593%
Compañía de Rentas Epulafquén Ltda.	78.802.860-1	0,1541%
Compañía General de Rentas Ltda.	78.777.760-0	0,1491%
Sociedad de Rentas Santa Marta	96.721.500-7	0,1481%
Don Guillermo S.A.	96.721.490-6	0,1400%
Sociedad Civil de Rentas Huishue Ltda.	78.511.400-0	0,1400%
Compañía de Rentas Limar Ltda.	77.311.230-4	0,1179%
Marín Jordán, Luis Ignacio	8.541.797-5	0,1070%
Compañía de Rentas Trigal Ltda.	77.309.810-7	0,1043%
Inversiones La Pinta Limitada	79.685.650-5	0,1003%
Rentas Padua Ltda.	76.005.220-5	0,0913%
Rentas Las Rocas Ltda.	76.005.480-1	0,0897%
Rentas Santa Blanca Ltda.	76.005.420-8	0,0814%
Rentas Kiev Ltda.	76.005.400-3	0,0781%
Rentas San Ramón Ltda.	76.005.360-0	0,0759%
Marín Estévez, Francisco Javier	2.773.387-5	0,0481%
Marín Jordán, José Antonio	8.541.799-1	0,0474%
Correa de Marín, María Luz	2.903.022-7	0,0468%
Rentas Camino Mirasol Ltda.	78.547.560-7	0,0315%
Marín Jordán, Rafael Andrés	8.541.800-9	0,0163%
Marín Jordán, María Elena	8.351.573-2	0,0137%
Marín Jordán, Francisco Javier	8.351.571-6	0,0120%
Jordán de Marín, Elena	3.010.063-8	0,0102%
Álamos Olivos, María Carolina	10.045.492-0	0,0095%
Marín Correa, María Luz	7.205.867-4	0,0095%
Marín Correa, María Loreto	7.678.119-2	0,0050%
Marín Correa, Marta Eugenia	8.131.765-8	0,0041%

(Continúa página siguiente)

Grupo Familia Marín	Rut	Participación
Marín Correa, Guillermo	6.337.692-2	0,0021%
Marín Correa, María Josefina	7.678.118-4	0,0006%
Cerda Costabal, Ximena	11.847.354-K	0,0004%
Hirth Infante, María de Los Ángeles	9.827.021-3	0,0003%
<b>Participación Grupo Familia Marín</b>		<b>22,7361%</b>

Grupo Almería	Rut	Participación
Inversiones Tunquén S.A	96.607.940-1	5,5453%
Inversiones Almería S.A.	96.565.850-5	4,5052%
Inversiones Quitralco S.A.	96.607.900-2	4,4874%
Inversiones Los Acacios S.A.	96.597.440-7	3,6552%
Inversiones Alsacia S.A.	96.607.960-6	1,2285%
Inversiones El Quiscal S.A.	96.607.950-9	0,6687%
Inmobiliaria Los Olivos S.A.	95.481.000-3	0,1179%
Inversiones Lesonia Ltda.	77.106.760-3	0,0867%
Hornauer López, Juan	2.803.740-6	0,0785%
Heinsen Widow, Gabrielle Margarita	2.425.161-6	0,0764%
Inversiones Caucura Ltda.	77.106.780-8	0,0753%
Hornauer Olivares, Camilo	10.063.136-9	0,0517%
Hornauer Olivares, Carolina	9.051.177-7	0,0515%
Rentas Inverland Ltda.	76.255.610-3	0,0487%
Sucesión Hornauer López, José	1.294.847-6	0,0407%
Rentas Talcán Ltda.	76.255.630-8	0,0400%
Rentas Entén Ltda.	76.255.750-9	0,0361%
Rentas Inverplus Ltda.	76.255.680-4	0,0312%
Inversiones Bosques de Montemar Ltda.	77.462.460-0	0,0257%
Rentas Coliumo Ltda.	76.255.660-K	0,0204%
Hornauer Herrmann, Carlos Manuel	6.561.811-7	0,0179%
Inversiones Ebro Ltda.	77.562.240-7	0,0151%
Herrmann Hugo, Rosemarie	3.124.505-2	0,0143%
Inversiones EDR Ltda.	77.211.900-3	0,0142%
Ewertz Harmsen, Pamela Isabel Francisca	4.562.119-7	0,0105%
Muñoz Haag, Gabriela de los Ángeles	7.088.905-6	0,0101%
Hughes Montealegre, Doreen Vivian	6.116.003-5	0,0100%
Vaccari Giraudó, Brunella A.	6.792.980-2	0,0091%
Inversiones AMRA Ltda.	77.211.890-2	0,0062%
Reitz Aguirre, Eduardo	5.119.300-8	0,0023%
Hornauer Herrmann, José Luis	5.771.955-9	0,0021%
Neuweiler Heinsen, Sandra María	8.576.643-0	0,0015%
Inversiones Pau Ltda.	78.890.460-6	0,0008%
Reitz Lagazio, Juan Carlos	13.427.523-5	0,0005%
Aspillaga Urenda, Luis	5.308.039-1	0,0004%
Neuweiler Nahmias, Catalina	18.584.546-K	0,0004%
Neuweiler Nahmias, Matias	19.151.321-5	0,0004%
Urenda Zegers, Mercedes	1.910.235-1	0,0003%
Reitz Lagazio, Eduardo	12.623.104-0	0,0003%

(Continúa página siguiente)

Grupo Almería	Rut	Participación
Reitz Lagazio, Jessica	12.448.022-1	0,0003%
Inmobiliaria e Inversiones Los Liliun Ltda.	77.068.150-2	0,0003%
<b>Participación Grupo Almería</b>		<b>20,9906%</b>

Grupo Familia Pérez Cruz	Rut	Participación
Inmobiliaria Liguai S.A.	96.656.700-7	2,7556%
Inmobiliaria Lomas de Quelén S.A.	96.722.800-1	2,0655%
Inversiones Apalta S.A.	96.616.050-0	2,0234%
Inversiones El Maqui Limitada	79.992.140-5	1,1144%
Cruz de Pérez, Mariana	2.288.980-K	0,3291%
Pérez Cruz, Carmen Gloria	7.746.964-8	0,2652%
Pérez Cruz, Mariana	5.711.224-7	0,2620%
Pérez Cruz, Ximena	8.123.872-3	0,2616%
Pérez Cruz, Matías	8.649.794-8	0,2609%
Pérez Cruz, Ana María	5.711.299-9	0,2609%
Pérez Cruz, Pablo José	6.441.732-0	0,2609%
Pérez Cruz, Andrés	7.561.860-3	0,2609%
Pérez Cruz, María Bernardita	5.711.247-6	0,2609%
Pérez Cruz, José Tomás	8.639.020-5	0,2461%
Pérez Zañartu, María Luisa	2.306.903-2	0,2205%
Respaldiza Bilbao, Loreto	7.027.518-K	0,0408%
Fund. Osvaldo Pérez Valdés y María Luisa	71.599.300-7	0,0395%
Invener S.A.	76.656.280-9	0,0330%
Quillaico Inversiones Limitada	76.809.620-1	0,0298%
Punta Luján Inversiones Limitada	76.647.650-3	0,0297%
Toltén Inversiones Ltda.	76.810.000-4	0,0287%
Manantiales Inversiones Ltda.	76.810.330-5	0,0271%
Rompeolas Inversiones Limitada	76.807.570-0	0,0269%
Las Trancas Inversiones S.A.	76.736.890-9	0,0265%
El Ajial Inversiones Limitada	76.854.880-3	0,0252%
Pérez Zañartu, Ana María	2.128.879-9	0,0196%
Subercaseaux Pérez, Josefina	13.924.891-0	0,0124%
Subercaseaux Pérez, María Luisa	8.794.078-0	0,0124%
Subercaseaux Pérez, Mariana	8.812.948-2	0,0124%
Subercaseaux Pérez, Trinidad	9.907.931-2	0,0124%
García-Huidobro González, María Angélica	6.067.785-9	0,0096%
Camus Pérez, Juan José	15.638.998-6	0,0070%
Del Solar Concha, Rodrigo	5.711.379-0	0,0070%
Camus Pérez, Cristián Andrés	14.614.588-4	0,0069%
Camus Pérez, Felipe	18.024.995-8	0,0069%
Camus Pérez, María Ignacia	19.247.229-6	0,0069%
Cousiño Prieto, Ximena	10.335.744-6	0,0062%
Pérez Zañartu, José Luis	2.128.878-0	0,0051%
Pérez Respaldiza, María Loreto	15.640.936-7	0,0049%
Pérez Respaldiza, Pablo Andrés	16.096.127-9	0,0048%
Pérez Respaldiza, José Francisco	16.610.956-6	0,0048%

(Continúa página siguiente)

Grupo Familia Pérez Cruz	Rut	Participación
Pérez Respaldiza, Cristobal José	17.701.206-8	0,0048%
Pérez Respaldiza, Santiago	19.243.108-5	0,0048%
Pérez Respaldiza, Sofía Del Carmen	19.638.868-0	0,0048%
Inversiones San José de Los Lagos S.A.	96.754.870-7	0,0042%
Pérez Cousiño, Matías	18.768.433-1	0,0031%
Pérez Cousiño, Maximiliano	19.242.959-5	0,0031%
Pérez Cousiño, Martín	19.669.745-4	0,0031%
Pérez Cousiño, María Elisa	19.961.007-4	0,0031%
Pérez Cousiño, José Manuel	20.472.395-8	0,0031%
Pérez Cousiño, Gonzalo	21.058.937-6	0,0031%
Pérez Cousiño, Ximena	21.575.980-6	0,0031%
Paiva Casali, Raúl	1.890.820-4	0,0028%
Camus Valverde, Cristian	6.067.352-7	0,0024%
Romussi Pérez, Jorge Andrés	16.662.201-8	0,0015%
Romussi Pérez, Valentina	17.264.485-6	0,0015%
Romussi Pérez, Juan Pablo	17.957.553-1	0,0015%
Del Solar Pérez, Nicolás	15.322.308-4	0,0012%
Del Solar Pérez, Magdalena	15.960.175-7	0,0012%
Del Solar Pérez, Ignacio	18.018.297-7	0,0012%
Del Solar Pérez, Ana María	9.911.702-8	0,0012%
Del Solar Pérez, Rodrigo	9.911.781-8	0,0012%
Haeussler Pérez, Ximena Aurora	13.549.980-3	0,0009%
Haeussler Pérez, Carlos José	14.119.972-2	0,0009%
Haeussler Pérez, Martín	15.643.157-5	0,0009%
Haeussler Pérez, Catalina	16.098.629-8	0,0009%
Haeussler Pérez, Diego José	18.019.794-K	0,0009%
Haeussler Pérez, Macarena	18.933.208-4	0,0009%
Haeussler Pérez, Raimundo	19.639.860-0	0,0009%
Sucesión Pérez Zañartu Clemente	23.085-5	0,0002%
<b>Participación Grupo Familia Pérez Cruz</b>		<b>11,3569%</b>



## Transacciones de acciones

En conformidad con lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informan a continuación las transacciones realizadas durante el período 2011 por los miembros del Controlador, Directores, Gerentes y Ejecutivos:

Accionista	Relación con la sociedad	Acciones compradas	Objeto	Precio promedio unitario (\$)	Monto (\$)
Compañía General de Electricidad S.A.	Accionista mayoritario	10.447	Control	4.380,00	45.757.860

Respecto al 2010, las transacciones fueron las siguientes:

Accionista	Relación con la sociedad	Acciones compradas	Objeto	Precio promedio unitario (\$)	Monto (\$)
Compañía General de Electricidad S.A.	Accionista mayoritario	6.806.720	Control	4.412,28	30.033.138.388
Pérez Cruz, Pablo José	Directortitular	550	Inversión	4.412,28	2.426.754
Gómez Bravo, Luis Alejandro	Gerente zonal	76	Inversión	4.412,28	335.333

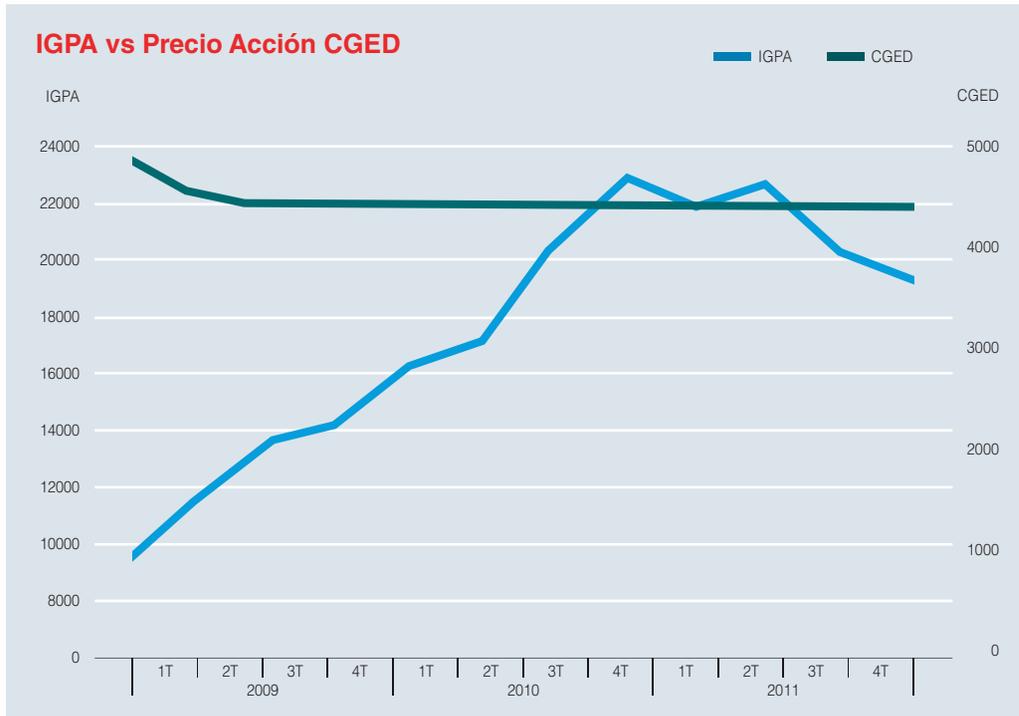
## Estadística trimestral de transacciones bursátiles

La estadística trimestral de transacciones bursátiles para el último año, considerando las transacciones efectuadas en las Bolsas de Comercio de Santiago, de Corredores de Valparaíso y Electrónica de Chile, es la siguiente (\*):

Año	Período trimestre	N° Acciones transadas	Monto total transado (\$)	Precio promedio (\$)
2009	1°	250	1.187.500	4.750,00
	2°	29.577	130.384.130	4.408,29
	3°	1.006	4.436.460	4.410,00
	4°	1.002	4.416.315	4.407,50
2010	1°	1.340	5.909.400	4.410,00
	2°	258	1.137.780	4.410,00
	3°	6.660	29.390.600	4.413,00
	4°	1.032	4.551.120	4.410,00
2011	1°	8.987	39.364.440	4.380,15
	2°	0	0	0,00
	3°	1.529	6.697.020	4.380,00
	4°	0	0	0,00

(\*) La totalidad de la información detallada, está representada en valores históricos.

La evolución del precio de la acción de CGE DISTRIBUCIÓN con relación a la evolución del Índice General Precios de Acciones (IGPA) de los ejercicios 2011 y 2010 se aprecia en el siguiente gráfico:



# Hechos destacados

## Enero

### ► “Pura energía, Puro Chile. Puro verano”

Se presentó “Pura Energía, Puro Chile. Puro Verano”, a cargo de la Compañía de Teatro PHI. Las presentaciones se realizaron en Pucón, Tomé, Talca, Rancagua y San Bernardo y sorprendió con sus talleres para niños y su espectáculo con la técnica de body percussion.



## Junio

### ► Plan relacionamiento con juntas de vecinos vulnerables

Se implementa Plan de Relacionamiento con Juntas de Vecinos para entender sus necesidades y dar solución a sus problemas.



### ► Valor nuevo de reemplazo

En conformidad con lo establecido en la legislación vigente, el 29 de junio, CGE DISTRIBUCIÓN presentó a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles la valoración de su inventario de las instalaciones de distribución al 31 de diciembre de 2010.



## Julio

### ► Gira cultural

Con un gran éxito se desarrolló el programa de presentaciones del connotado pianista Felipe Browne en varias ciudades de las zonas de concesión de CGE DISTRIBUCIÓN. Esta gira se desarrolló entre los días 14 y 28 de julio.



## Agosto

### ► Decreto de racionamiento

El 31 de agosto se prorroga la vigencia del Decreto N°26-2011 del Ministerio de Energía hasta el 30 de abril de 2012.

### ► Participación en congresos internacionales

Durante el año 2011 la Gerencia de Ingeniería y Operaciones participó en congresos internacionales, en Colombia, República Dominicana y Costa Rica, a los que fue invitado para dar a conocer la experiencia de CGE DISTRIBUCIÓN en la recuperación del servicio eléctrico en catástrofes naturales y, en particular, su experiencia en el terremoto y posterior tsunami del 27 de febrero de 2010.



## Febrero

### ► Decreto de racionamiento

El 17 de febrero fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°26 del Ministerio de Energía, mediante el cual se disponen medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central, con vigencia hasta el 31 de agosto de 2011.

## Abril

### ► Gerencia General CGE DISTRIBUCIÓN

Con fecha 30 de abril asume la Gerencia General de CGE DISTRIBUCIÓN, Cristián Saphores Martínez.



## Septiembre

### ► Suministro de energía y potencia

El 1 de septiembre entra en vigencia la Resolución Exenta N°2.288/2011, por medio de la cual la Superintendencia de Electricidad y Combustibles dispuso la suspensión de CAMPANARIO GENERACIÓN de los balances de inyecciones y retiros efectuados por el CDEC-SIC y el abastecimiento íntegro y en todo momento, por parte de las empresas que integran el CDEC-SIC, de los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encontraban adjudicados a dicha empresa generadora.



## Octubre



### ► Semana de la Prevención 2011 en Temuco

Como parte de la política de Prevención de Riesgos de CGE DISTRIBUCIÓN, entre el 11 y el 14 de octubre se desarrollaron diversas actividades que involucran no sólo a personal de la Empresa, sino también a la comunidad, entre las que destacaron un simulacro en el Centro Cívico de Temuco y charlas a entidades de emergencia y estudiantes. Las actividades finalizaron con una conferencia que contó en-

tre sus panelistas con la participación de la Ministra del Trabajo, y el Director Nacional de ONEMI.

### ► Encuentros regionales

Este año continuando con la estrategia global del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN realizó un nuevo ciclo de Encuentros Regionales sobre Energía y Desarrollo Sustentable. Esta iniciativa se llevó a cabo en las regiones de O'Higgins, Maule, Bio Bio y La Araucanía, con la participación de los gobiernos, empresarios e instituciones universitarias locales.



## Noviembre

### ► Participación Feria Fenermaule 2011

La Gerencia Zonal Talca tuvo una destacada participación en la primera versión de la Feria de Energía y Medio Ambiente realizada entre el 4 y 6 de noviembre en el Centro de Eventos FIMAULE de esta ciudad, iniciativa organizada por el Comité Regional de Energía. La actividad fue inaugurada por los Ministros de Energía y de Medio Ambiente, además de parlamentarios y autoridades regionales.



## Diciembre

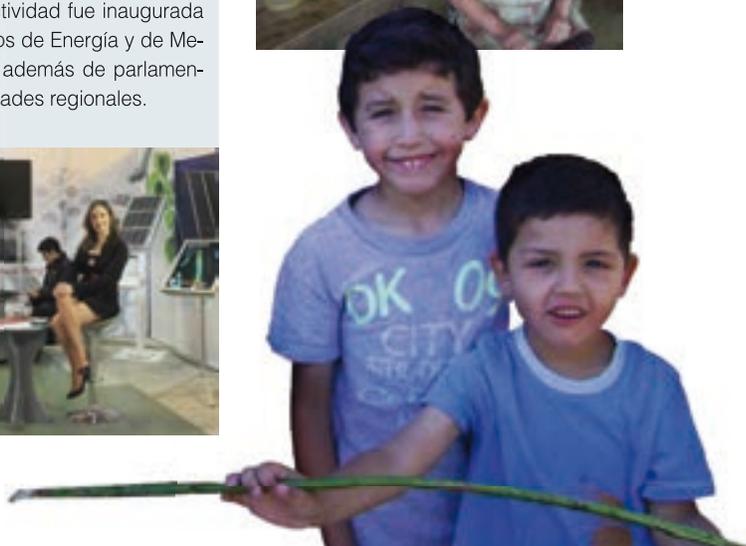
### ► Participación en Expo Eficiencia Energética 2011

CGE DISTRIBUCIÓN participó en Expo Eficiencia Energética 2011, feria realizada en la Estación Mapocho. El objetivo fue presentar los productos de eficiencia energética en iluminación con tecnología led.



### ► Misión Noche Buena

Con el apoyo y compromiso de cada uno de sus colaboradores, CGE DISTRIBUCIÓN en conjunto con EMELECTRIC y EMETAL, participó activamente en la realización de la campaña solidaria "Misión Noche Buena", llegando en esta oportunidad con este beneficio a más de 11 mil familias de escasos recursos.



## Reseña histórica

CGE DISTRIBUCIÓN es filial de la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), la cual fue fundada en 1905. A través de los años ésta ha concentrado sus operaciones en el sector energético, principalmente en Chile, participando fundamentalmente en los mercados de distribución y transmisión de energía eléctrica y en distribución, transporte y almacenamiento de gas. Ámbitos en los cuales a lo largo de sus más de 100 años de vida ha demostrado una vasta y fructífera experiencia.

En el negocio de la distribución de energía eléctrica, el Grupo CGE abastece a casi tres millones de clientes en Chile y Argentina. Sus operaciones en Chile comprenden instalaciones desde Arica hasta Pucón e instalaciones en la Región de Magallanes, en el extremo sur del país. En Argentina las operaciones del Grupo CGE se efectúan en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan.

Dentro del marco definido e iniciado en el año 2000 para el proceso de reorganización de sus negocios y actividades, el Directorio de CGE acordó realizar sus actividades de distribución eléctrica en Chile a través de tres filiales: CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y EDELMAG, concentrando en CGE DISTRIBUCIÓN todos sus activos de distribución ubicados entre la Región Metropolitana y la IX Región.

Con fecha 31 de enero de 2003, CGE DISTRIBUCIÓN se constituyó como sociedad anónima cerrada, mediante escritura pública otorgada en la notaría de Santiago de don Gonzalo de la Cuadra Fabres, inscribiéndose en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago de ese año.

El 30 de abril de 2003, CGE DISTRIBUCIÓN adquirió y tomó el control de RÍO MAIPO, concesionaria de distribución de energía eléctrica que atendía a más de trescientos mil clientes en la zona sur de la Región Metropolitana.

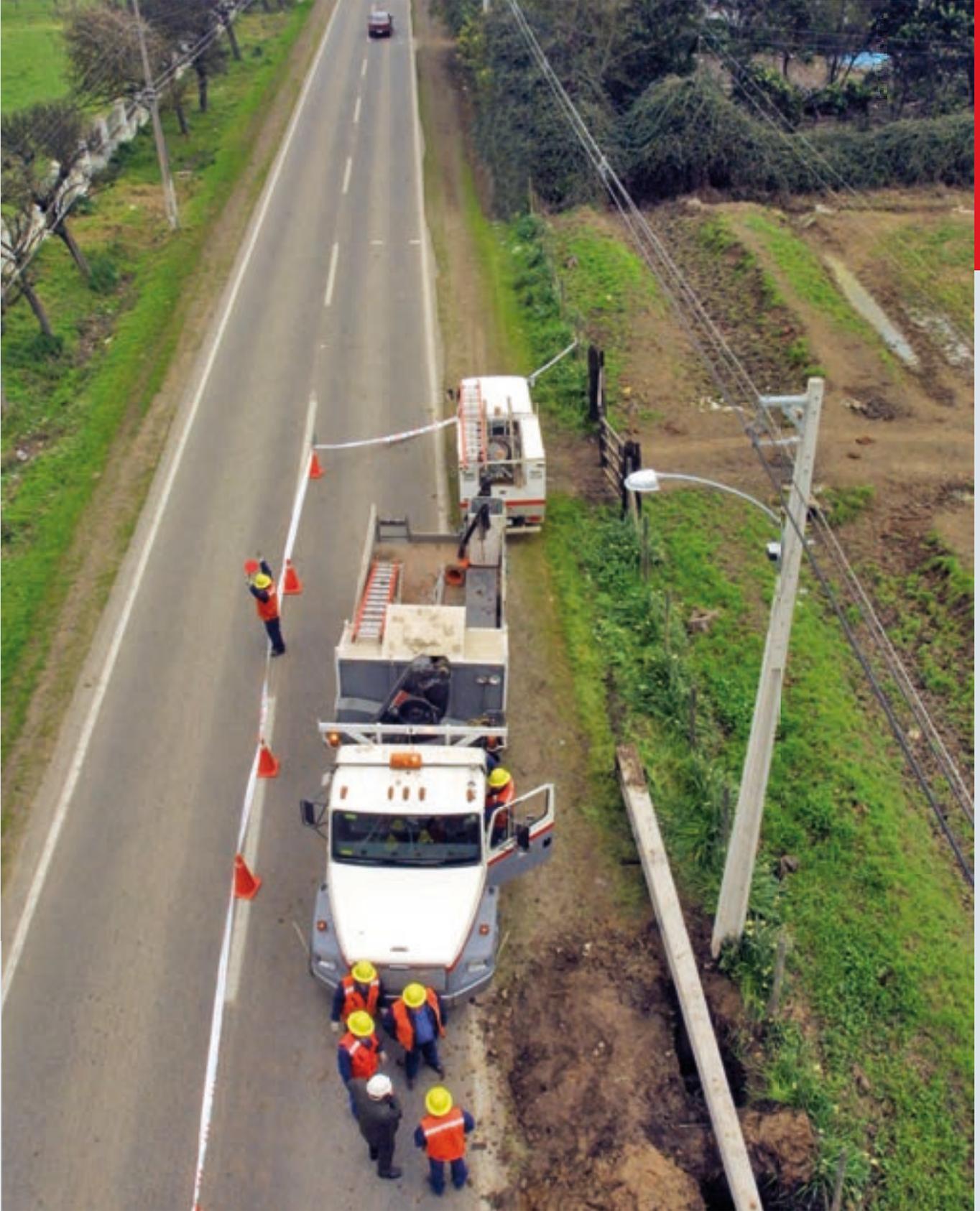
En agosto de 2003, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, fue aprobado un aumento de capital que permitió la posterior transferencia de los activos de distribución desde CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, aprobándose el valor de aporte de dichos bienes.

En enero de 2004, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, y durante el mes de febrero de dicho año se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.

Así, de acuerdo a lo definido por el Directorio de CGE, el 31 de marzo del año 2004, y conforme lo aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas, se perfeccionó el traspaso de los activos, negocios, personal y pasivos asociados a la actividad de distribución de electricidad desde CGE a CGE DISTRIBUCIÓN, hecho que marcó el inicio de las operaciones de la Sociedad como nueva distribuidora de energía eléctrica.

Con fecha 11 de agosto de 2004, la Superintendencia de Valores y Seguros inscribió a CGE DISTRIBUCIÓN en el Registro de Valores bajo el Número 841, cumpliendo el requerimiento de la Ley N°19.940 (Ley Corta I). Adicionalmente, con igual fecha se inscribieron las acciones de la sociedad, convirtiéndose de esta forma en Sociedad Anónima Abierta.





En febrero de 2005, mediante Decreto N°85 de fecha 21 de febrero, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de RÍO MAIPO a CGE DISTRIBUCIÓN, y durante el mismo mes se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.

El 15 de abril de 2005, mediante sendas Juntas Extraordinarias de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN y de RÍO MAIPO, se aprobó la fusión por incorporación de esta última sociedad a la primera.

El 31 de mayo de 2005, y según lo acordado en las juntas de accionistas de RÍO MAIPO y de CGE DISTRIBUCIÓN, se materializó la fusión de ambas sociedades, siendo esta última la nueva concesionaria de distribución de energía eléctrica en aquellas zonas atendidas por RÍO MAIPO.

El 7 de junio de 2005 la Superintendencia de Valores y Seguros inscribió bajo el N°747 la emisión de las 383.822 acciones en que se aumentó el capital accionario de CGE DISTRIBUCIÓN para permitir el ingreso de los accionistas minoritarios de RÍO MAIPO, lo que se concretó mediante el canje de sus antiguas acciones el día 22 de junio del mismo año.

Por otra parte, el 12 de diciembre de 2006, mediante el Decreto Supremo N°367, el Ministerio de Economía autorizó la transferencia de concesiones de distribución de energía eléctrica de CGE DISTRIBUCIÓN VII a CGE DISTRIBUCIÓN, y el 20 de enero de 2007 se publicó en el Diario Oficial la referida autorización.

El 11 y 12 de abril de 2007, a través de sendas Juntas Extraordinarias de Accionistas de ambas empresas, se aprobó la fusión por incorporación de CGE DISTRIBUCIÓN VII en CGE DISTRIBUCIÓN, cumpliendo con ello una de las últimas etapas del proceso de reorganización societario en el segmento de distribución de energía eléctrica.

El 31 de mayo de 2007, según lo acordado en las juntas de accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII y de CGE DISTRIBUCIÓN, se llevó a cabo la fusión de ambas sociedades, con lo cual esta última se convirtió en la nueva concesionaria de distribución de energía eléctrica en aquellas zonas atendidas por CGE DISTRIBUCIÓN VII.



El 25 de junio de 2007, la Superintendencia de Valores y Seguros inscribió bajo el N°802 la emisión de las 11.384.749 acciones en que se aumentó el capital accionario de CGE DISTRIBUCIÓN para permitir el ingreso de los accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN VII, lo que se concretó mediante el canje de sus antiguas acciones el 25 de julio del mismo año.

El 4 de octubre de 2010, en la Octava Junta Extraordinaria de Accionistas, fue aprobado un aumento de capital, que posteriormente en Sesión Extraordinaria del Directorio, del 15 de octubre de 2010, se acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones con el fin de mejorar el nivel de endeudamiento.

En Sesión Extraordinaria de Directorio, celebrada el 12 de diciembre de 2011, se informó que CGE solicitó la realización de una Junta Extraordinaria de Accionistas para tratar el aumento del capital social de CGE DISTRIBUCIÓN, con el objeto de incorporar en ésta, la totalidad de su participación accionaria en EMEL SUR, ascendente al 98,15775%. De esta manera, la Sociedad controlará directamente a EMEL SUR e indirectamente a EMELECTRIC y EMETAL. La propiedad de EMEL SUR en estas dos empresas es del 99,9999%.

CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla su actividad en el mercado de distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana y en las regiones VI, VII, VIII y IX del país.

Actualmente, CGE es la controladora de CGE DISTRIBUCIÓN, donde posee una participación ascendente al 99,68% de las acciones emitidas de ésta.





Informe a los accionistas



01

## Informe a los accionistas

El Directorio presenta para vuestro conocimiento y consideración la Novena Memoria Anual y los Estados Financieros Auditados de CGE DISTRIBUCIÓN, correspondientes al ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011.

La gestión del ejercicio 2011 arroja una pérdida de MM\$17.698, la que contrasta negativamente con la utilidad de MM\$12.098 registrada en el ejercicio 2010.

Esta variación se explica principalmente por un alza en los ingresos de operación de un 4,3% explicado por el aumento de los ingresos por venta de energía, originado fundamentalmente por el crecimiento de la ventas físicas de un 4,3%. Este crecimiento ha sido inferior al esperado debido a una menor facturación transitoria asociada a la estabilización de la nueva plataforma tecnológica. Es importante destacar que el mayor nivel de actividad del sector se da luego de cinco años con tasas de crecimiento promedio de 3,1%. Asimismo, los ingresos por servicios complementarios presentan un incremento explicado principalmente por mayores ingresos asociados al pago fuera de plazo.

El incremento en los ingresos se compensa con mayores costos de operación los que registran un incremento de 10,0%, explicado por el aumento del costo de compra de energía, atribuido al mayor consumo físico de energía, sumado a un aumento en los gastos de administración y operación, los cuales obedecen a gastos puntuales destinados a la puesta en marcha de actividades de recuperación de pérdidas administrativas y mayores gastos asociados a potenciar el servicio de atención a clientes.

En particular destaca el impacto negativo de la próxima fijación de precios del sistema de sub-transmisión, que tendrá vigencia retroactiva durante todo el 2011 y el cual se provisionó en el ejercicio. Dicho efecto tiene su origen en las imperfecciones existentes en las fórmulas tarifarias que permiten traspasar a los clientes finales los costos de los sistemas de generación y transmisión.

En 2011 se observa además un mayor gasto en depreciación de un 10,1% explicado por la retención de los activos fijos bajo la normativa contable IFRS y a mayores activaciones de obras.

Finalmente, los activos del ejercicio 2011 alcanzaron los MM\$630.235 mientras los pasivos totalizaron MM\$356.745.



Año	Ventas	Activos	Pasivos	Utilidad del ejercicio
Cifras MM\$ a moneda histórica de diciembre de cada año.				
2005	299.273	330.175	181.313	32.221
2006	339.532	348.406	193.935	34.031
2007	480.090	424.426	235.248	38.517
2008	654.451	504.491	295.617	36.850
2009*	633.254	519.150	278.388	37.759
2010*	605.323	663.259	368.525	12.098
2011*	632.019	630.235	356.745	(17.698)

\* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

## Dividendos

Con fecha 24 de junio de 2011, se canceló el dividendo eventual N°30, ascendente a la suma de M\$2.323.193, con cargo al rubro Ganancias (pérdidas) acumuladas.

El cuadro presentado a continuación muestra la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo, sin considerar el dividendo eventual antes mencionado.

## Utilidad repartida con cargo al ejercicio

Año	MM\$ moneda histórica	% Utilidad Ejercicio
2005	28.044	90,1%
2006	32.250	94,8%
2007	36.597	95,0%
2008	35.019	95,0%
2009*	33.510	88,8%
2010*	10.392	85,9%
2011*	0	0,0%

\* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)

El siguiente cuadro muestra los dividendos anuales repartidos por acción.

## Dividendos pagados por acción

Año	\$ Moneda Histórica
2005	256,23
2006	222,00
2007	324,28
2008	277,00
2009*	311,80
2010*	117,60
2011*	33,67

\* Estados Financieros bajo Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS)



### Utilidad distribuible

En el ejercicio 2011 no se registra utilidad distribuible, ya que los estados financieros presentan una pérdida de MM\$17.698.

### Política de dividendos

Para el ejercicio 2012, al igual que para los ejercicios 2011 y 2010, el Directorio de la Sociedad ha acordado distribuir no menos del 30% de las Utilidades Líquidas del Ejercicio, a través de tres dividendos provisorios y uno definitivo. Los dividendos provisorios se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre y diciembre de 2012. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas pronunciarse sobre el dividendo definitivo del ejercicio 2012.

La política expuesta para el 2012, refleja la intención del Directorio, por lo que su cumplimiento quedará sujeto a las utilidades que realmente se obtengan, los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúe la Sociedad, o la existencia de determinadas condiciones, según corresponda, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

### Distribución de utilidades

En atención a la pérdida registrada en el ejercicio 2011, el Directorio propondrá a la Junta General Ordinaria de Accionistas no distribuir dividendo definitivo.

### Capital y reservas

Al 31 de diciembre de 2011 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de CGE DISTRIBUCIÓN asciende a 124.434.590 y el patrimonio de la Sociedad alcanza a MM\$273.490, lo que corresponde a un valor de libros de \$2.197,86 por acción a igual fecha.

La composición del capital y reservas de la Sociedad al cierre del ejercicio 2011, es la siguiente:

Capital y reservas	MM\$
Capital emitido	190.295
Ganancias acumuladas	8.608
Otras reservas	74.587
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>273.490</b>



## Comentarios y proposiciones de los accionistas

Durante el ejercicio 2011 no se recibieron comentarios ni proposiciones de los accionistas de la Sociedad.

## Directorio

En Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el día 19 de abril de 2010, se procedió a la elección del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, resultando elegidos como Directores, por un período de tres años, los señores Francisco Javier Marín Estévez, Carlos Hornauer Herrmann, Francisco Marín Jordán, Cristián Neuweiler Heinsen, Pablo José Pérez Cruz, Pablo Guarda Barros y Gonzalo Rodríguez Vives.

En Sesión Ordinaria de Directorio de fecha 23 de abril de 2010, por unanimidad se ratificó como Presidente al señor Francisco Javier Marín Estévez, como Vicepresidente al señor Carlos Hornauer Herrmann y como Secretario al señor Mario Donoso Aracena. Posteriormente, a contar de Sesión Ordinaria de Directorio de fecha 20 de mayo de 2011, actúa como Secretario el señor Cristián Saphores Martínez.

En conformidad con lo anterior, el Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN quedó constituido de la siguiente manera:

Presidente

Francisco Javier Marín Estévez

Vicepresidente

Carlos Hornauer Herrmann

Directores

Francisco Marín Jordán

Cristián Neuweiler Heinsen

Pablo José Pérez Cruz

Pablo Guarda Barros

Gonzalo Rodríguez Vives



## Comité de directores

Con fecha 28 de enero 2010, se llevó a cabo la sesión N°33 del Comité de Directores, en la cual se dejó constancia que, al 31 de diciembre de 2009, la sociedad dejó de cumplir con los requisitos copulativos que establece el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, conforme a las modificaciones introducidas por la Ley N° 20.832 sobre Gobierno Corporativo de las Empresas, y en consecuencia, ya no se encontraba afecta a la obligación de contar con un Comité de Directores. Lo anterior se debió a que, si bien la sociedad cuenta con un patrimonio bursátil superior a 1.500.000 unidades de fomento, a dicha fecha menos de un 12,5% de sus acciones emitidas con derecho a voto, se encontraban en poder de accionistas que individualmente controlen o posean menos del 10% de tales acciones.

En vista de lo anterior y de conformidad con lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 50 bis citado, a partir del 1 de enero de 2010, la Sociedad no estaba obligada a mantener directores independientes, ni comité de directores. Por lo anterior, el referido comité cesó en sus funciones a contar del 28 de enero de 2010.

## Remuneraciones y gastos del directorio

En atención a los acuerdos de la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, en que se establecieron las remuneraciones del Directorio de conformidad a la Ley sobre Sociedades Anónimas, se han considerado las remuneraciones percibidas por los Directores, las que expresadas en moneda histórica, se presentan en el siguiente cuadro:

### Remuneraciones del Directorio

Nombre	Cargo	Participación utilidades		Dietas Directorio		Comité Directores	
		2011	2010	2011	2010	2011	2010
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Francisco J. Marín Estévez	Presidente	45.369	141.597	27.587	28.597	0	0
Carlos Hornauer Herrman	Vicepresidente	22.685	70.799	13.793	12.415	0	0
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	15.910	0	13.793	10.532	0	0
Francisco Marín Jordán	Director	22.685	70.799	13.793	13.350	0	0
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	0	70.799	13.793	14.298	0	209
Juan Hornauer López	Director	6.774	0	0	1.883	0	0
Pablo Guarda Barros	Director	0	0	12.825	14.298	0	209
Pablo J. Pérez Cruz	Director	22.685	70.799	13.793	12.402	0	209
<b>Totales</b>		<b>136.108</b>	<b>424.793</b>	<b>109.377</b>	<b>107.775</b>	<b>0</b>	<b>627</b>

Durante 2011 y 2010 no existen otros gastos incurridos ni remuneraciones extraordinarias percibidas por el Directorio.



## Hechos relevantes

Los hechos esenciales comunicados por la Sociedad a la Superintendencia de Valores y Seguros, durante el ejercicio 2011 se resumen a continuación:

Con fecha 21 de Marzo de 2011, se informó que en la Sesión Ordinaria de Directorio del 18 de Marzo de 2011 se acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, citada para el día 15 de abril de 2011, el reparto de un dividendo definitivo N°29 de \$15 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio de 2010.

Con fecha 21 de abril de 2011, se informó que en la Sesión Ordinaria de Directorio N°90 celebrada el 21 de abril de 2011, se acordó por unanimidad aceptar la renuncia de don Mario Donoso Aracena al cargo de Gerente General y designar en su reemplazo a don Cristián Saphores Martínez, a contar del día 30 de abril de 2011.

Adicionalmente, los hechos relevantes se detallan en los Estados Financieros incluidos en la presente memoria.

## Audidores externos

Los Estados Financieros de CGE DISTRIBUCIÓN correspondientes al ejercicio 2011 han sido auditados por la firma PriceWaterhouseCoopers Consultores, Auditores y Compañía Limitada, designada para tal objeto por la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 15 de abril de 2011.





# Marcha de la Empresa



02

## Marcha de la Empresa

### Plan de reorganización societaria

En agosto de 2010, el Directorio de CGE acordó por unanimidad aprobar el plan de reorganización societaria del grupo de empresas EMEL, con el propósito de simplificar su estructura de propiedad y de organizar los activos de las empresas de servicio público eléctrico de acuerdo a la situación geográfica y de negocios de las empresas eléctricas del Grupo CGE.

Para ello, el plan considera fusionar la filial de distribución del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN S.A., con EMEL SUR, sociedad que incorpora la totalidad de los activos de distribución provenientes de las sociedades Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y Empresa Eléctrica de Talca S.A..

### Participación en Asociación Gremial

Durante 2011, CGE DISTRIBUCIÓN continuó participando activamente en Empresas Eléctricas AG (EEAG), asociación que reúne a las principales empresas de distribución y transmisión del país.

Particularmente destacan las actividades desarrolladas en los siguientes temas:

- Formación e inicio de actividades del centro de evaluación y certificación de competencias laborales.
- Creación de organismo técnico de capacitación (OTEC).
- Creación e instalación del comité de desarrollo de personas.
- Presentación de antecedentes y propuestas para la Comisión Asesora de Desarrollo Eléctrico (CADE).
- Elaboración de propuestas de perfeccionamiento de la normativa vigente (soterramiento, medición neta, tarificación de distribución, entre otras).
- Elaboración de estudios sobre situación de abastecimiento eléctrico.
- Acciones para mitigar el robo de conductores.
- Coordinación con la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad de Combustibles sobre aspectos relativos al Decreto N°26 del Ministerio de Energía del 26 de febrero de 2011, que dispuso medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.
- Presentación en la EEAG de la experiencia de CGE DISTRIBUCIÓN, en materia de cooperación nacional e internacional inter-empresas, con motivo del terremoto del 27 de febrero de 2010.



- Presentación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de la metodología utilizada para evaluar el impacto en ahorro energético por efectos de la postergación de la entrada en vigencia del horario de invierno y la anticipación del horario de verano.
- Exposición en la EEAG y posteriormente en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de la propuesta para el mejoramiento del sistema de calificación de fallas por fuerza mayor. Esta metodología propuesta contribuyó a la introducción de la modificación del proceso de calificación de interrupciones de origen climático como fuerza mayor instruido por SEC en su Oficio N°10948/2011, donde a través de esta modificación es posible comparar en mejor forma los índices de continuidad de empresas que operan en zonas que presentan situaciones climáticas marcadamente diferentes.
- Durante el 17 y 18 de noviembre de 2011 se efectuó en Santiago el Quinto Taller Técnico de la EEAG, que contó con la activa participación de las empresas integrantes de la Asociación. En esta oportunidad el encuentro se centró en redes inteligentes, calidad de producto eléctrico, plataformas de tecnologías de telemedición y riesgos operacionales.

### Ámbito de negocios

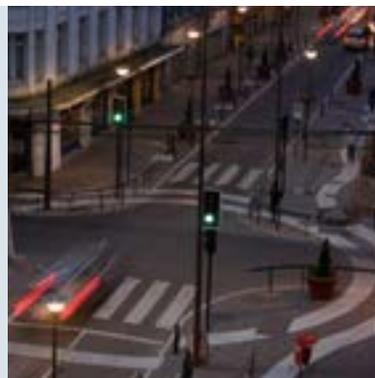
CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla su actividad en el mercado de distribución de energía eléctrica en comunas del sur de la Región Metropolitana y de las regiones VI, VII, VIII y IX del país, prestando servicio a más de un millón trescientos cincuenta mil clientes, tanto regulados, conforme a las concesiones de servicio público eléctrico de distribución que explota, como libres, conforme a los contratos de suministro de electricidad que de común acuerdo suscribe con éstos.

En el siguiente cuadro se ilustran las cifras más relevantes a diciembre de 2011:

Líneas de media tensión (km)	10.465
Líneas de baja tensión (km)	14.364
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	2.199
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	2.042
Clientes	1.354.777
Energía vendida (GWh)	6.714

### Política de inversión

Durante el año 2011 se ha mantenido la política de realizar todas aquellas inversiones operacionales necesarias para abastecer el crecimiento del consumo de nuestros clientes, disminución de pérdidas eléctricas, mejorar la calidad del suministro eléctrico, en consideración a la nor-



mativa legal vigente, y renovar todas aquellas instalaciones que se encuentran al término de su vida útil.

Estas inversiones alcanzaron un monto de MM\$23.403, destinados a obras de electrificación, ampliación y mejoramiento, equipamiento, renovación de instalaciones y control de pérdidas eléctricas.

### **Política de financiamiento**

Durante el año 2011 se ha recurrido a distintas fuentes de financiamiento que incluye préstamos bancarios, y fuentes internas, tales como retención de utilidades y depreciaciones, las que permitieron efectuar las inversiones necesarias para satisfacer el crecimiento del mercado que atiende la Empresa, así como también el aumento de los requerimientos de calidad técnica y seguridad de las instalaciones que han sido exigidas por la regulación.

En el presente ejercicio se suscribieron y prorrogaron préstamos bancarios por MUF 2.333, con distintas entidades financieras nacionales.

En el mes de junio de 2009, la Sociedad inscribió en la Superintendencia de Valores y Seguros una línea de efectos de comercio por MUF1.000 con un plazo de vencimiento a 10 años. En el mes de agosto 2011, con cargo a esta línea se emitió la serie 5A de pagarés desmaterializados sin intereses, colocados a descuento, con plazo de pago a un año, por MM\$10.000. Los fondos obtenidos en esta colocación fueron destinados a la restructuración de deuda de corto plazo.

A septiembre de 2011, el riesgo de esta línea de efectos de comercio fue clasificado por la agencia Feller Rate en Nivel 1 / AA- y por la agencia Fitch Ratings en F1+ // A+, Outlook estable.

Cabe destacar que los bonos mantienen la clasificación de la agencia Feller Rate en AA- y Fitch Ratings asignó un Outlook Estable en A+.

La clasificación de riesgo se fundamenta en que CGE DISTRIBUCIÓN opera en un ámbito de negocios de bajo riesgo, fuerte capacidad operacional para generar flujos de caja, rentabilidades estables y sólidos indicadores de solvencia, aspectos complementados por el alto grado de integración financiera que experimenta con la matriz CGE.

Respecto de la administración de los excedentes y déficit de caja de la sociedad, y con el objeto de optimizar el uso de los recursos a nivel de Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN ha operado un



contrato de cuenta corriente mercantil con su matriz CGE, lo que ha significado movimientos de más de MM\$ 900.000.

### Factores de riesgo

CGE DISTRIBUCIÓN realiza sus operaciones fundamentalmente en el mercado eléctrico nacional, prestando un servicio de primera necesidad, caracterizado por su estabilidad y constante crecimiento. Por esto, los factores de riesgo comercial se encuentran acotados a situaciones tales como cambios en los marcos regulatorios, cambios generales en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad.

En efecto, los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos, cuyo objeto es establecer un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado 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, permitió, en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, un rápido proceso de crecimiento con altas tasas de inversión, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción transporte y distribución. Sin perjuicio de esto, en los últimos años, las barreras de entrada existentes en el mercado de generación y las dificultades para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión han influido negativamente en los precios, en la oferta de energía y en la vulnerabilidad del sistema eléctrico.

En lo relativo al segmento de distribución, en el cual CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

El mercado chileno ha sido dividido en dos categorías: clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2.000 kW y; clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicadas a los consumos de los clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre, sujeto al cumplimiento de condiciones estipuladas en la Ley General de Servicios Eléctricos.



Al respecto, ante la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que en las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que dichos clientes sean abastecidos utilizando las instalaciones de distribución existentes, bajo opciones tarifarias de peajes de distribución.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE DISTRIBUCIÓN 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 DISTRIBUCIÓN tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con Empresa Nacional de Electricidad, Colbún, Campanario Generación, Eólica Monte Redondo, Eléctrica Diego de Almagro y Eléctrica Puntilla, acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la Empresa por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

Sin perjuicio de lo anterior, mediante la Resolución Exenta N°2288 del 26 de agosto de 2011, considerando el retraso en el pago de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia desde el mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa, en las mismas condiciones convenidas originalmente con ella, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por CGE DISTRIBUCIÓN.

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

En el mes de febrero de 2011, fue promulgado un decreto de racionamiento de energía, con vigencia hasta el 31 de agosto de 2011, la cual fue extendida, en el mes de agosto, hasta el 30 de abril de 2012. En este decreto se disponen medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

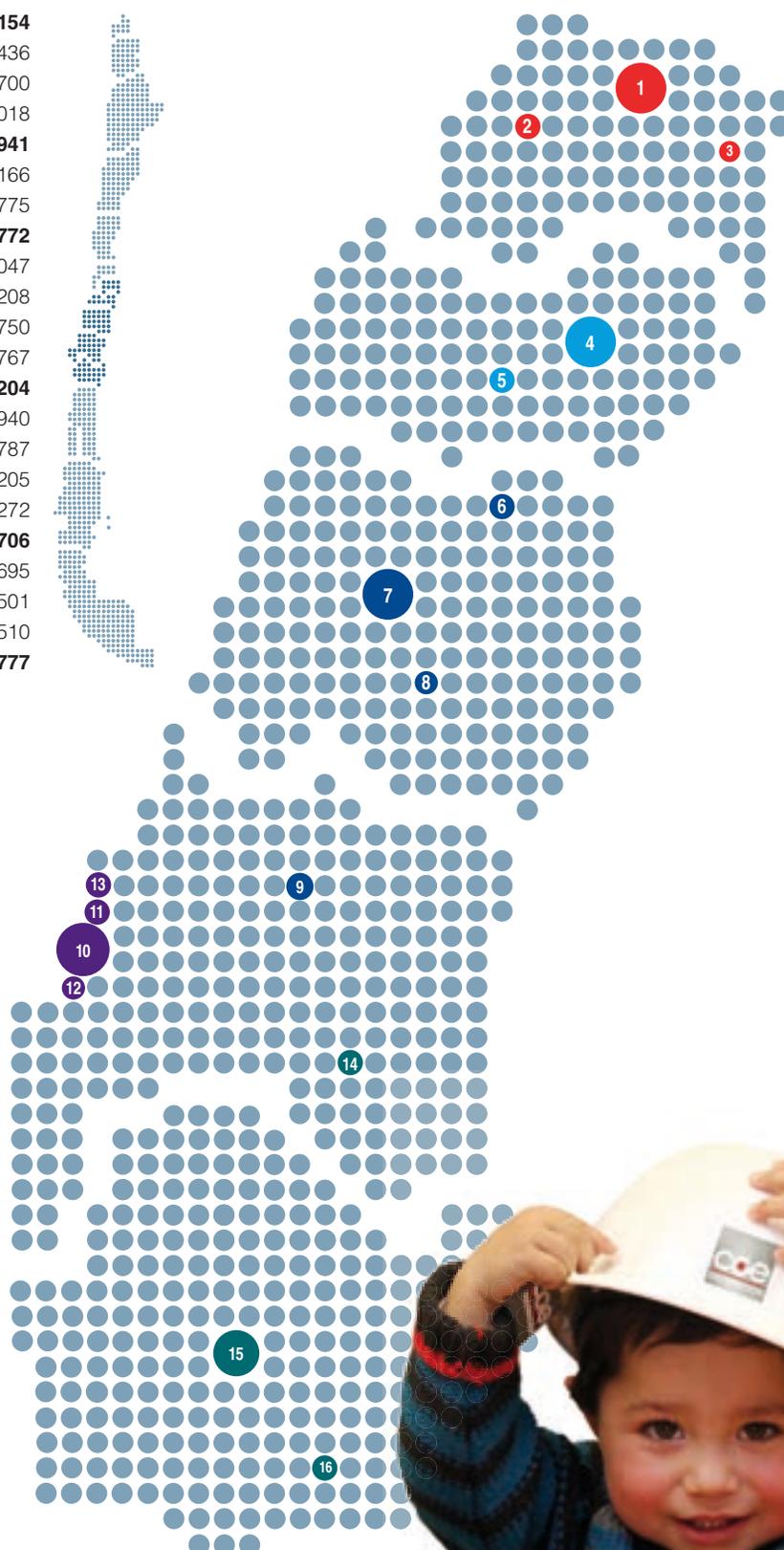
En virtud de dicho decreto, en ese mismo mes, el Ministerio de Energía instruyó a las empresas de distribución de energía eléctrica, que sirven en el área del Sistema Interconectado Central, proceder, en coordinación con las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión, a reducir la tensión de suministro en el punto de conexión de sus clientes, afectando con ello sus niveles de consumo.

Al respecto, si bien la situación referida está fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, no siendo posible asegurar que ellas no se repitan en el futuro, y por las restricciones de capacidad en los sistemas de transmisión, las condiciones existentes permiten estimar que el riesgo asociado a la aplicación de programas de corte es acotado.

Sumado a lo anterior, debe considerarse que la Empresa ha tomado los resguardos adecuados para minimizar los riesgos asociados a otros ámbitos, como por ejemplo, a siniestros, manteniendo seguros habituales y normales de la industria.

## Número de clientes por zonal

<b>Zonal San Bernardo</b>	<b>401.154</b>
1 San Bernardo	164.436
2 Costa	70.700
3 Cordillera	166.018
<b>Zonal Rancagua</b>	<b>227.941</b>
4 Rancagua	127.166
5 San Fernando	100.775
<b>Zonal Talca</b>	<b>254.772</b>
6 Curicó	76.047
7 Talca	75.208
8 Linares	41.750
9 Chillán	61.767
<b>Zonal Concepción</b>	<b>280.204</b>
10 Concepción	106.940
11 Talcahuano	70.787
12 Coronel	72.205
13 Tomé	30.272
<b>Zonal Temuco</b>	<b>190.706</b>
14 Los Ángeles	45.695
15 Temuco	112.501
16 Villarrica	32.510
<b>Total CGED</b>	<b>1.354.777</b>



En relación con el riesgo financiero, se debe señalar que el negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos estables y de largo plazo, 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 en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años- 10% +/- 5% en el resto de los años. 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.

Por otro lado, las empresas chilenas están sujetas a diversas leyes, regulaciones, decretos y órdenes relacionadas con el tema medioambiental. CGE DISTRIBUCIÓN cumple con las regulaciones que le son aplicables y se adaptará a aquellas que se impartan a futuro.

### **Responsabilidad Social Empresarial**

Como parte del Grupo CGE, CGE DISTRIBUCIÓN tiene un programa de Responsabilidad Social Empresarial (RSE) que se sustenta en los cuatro pilares de acción definidos: Cultura, Educación, Innovación y Caridad.

### **Aporte educacional**

En el 2011, CGE DISTRIBUCIÓN generó instancias de encuentros con la comunidad y de difusión para transmitir consejos de seguridad respecto de temas de gran interés e impacto en las personas. En este sentido destacan los acercamientos con juntas de vecinos en los que se abordaron temas de seguridad, eficiencia energética y consumo responsable.

Por otra parte, se difundieron consejos sobre el buen uso del volantín, entregando mensajes educativos y preventivos sobre los peligros en la utilización de hilo curado y encumbrar volantes en áreas no habilitadas, riesgos que se pueden traducir en cortes, heridas, quemaduras y graves daños en niños y adultos.

En educación superior, a través de convenios firmados en la VI Región con la Universidad del Aconcagua y en Temuco y Los Angeles con el INACAP, se desarrollaron charlas, seminarios y acciones educativas como el apoyo a las tesis de grado y prácticas profesionales a futuros ingenieros.

En línea con lo anterior, se otorgaron becas de estudio a alumnos de la Universidad de Concepción. El beneficio consiste en el pago total del arancel de esta Casa de Estudios a alumnos de buen rendimiento y compleja condición socioeconómica. Además, desde su fundación en el año 1989, la compañía integra el Consejo Asesor Empresarial del Centro de Estudios de Alta Tecnología, CEAT.

## Aporte cultural

En el 2011 se innovó en materia cultural presentando el evento “Pura Energía, Puro Chile. Puro Verano”, a cargo de la Compañía de Teatro PHI. Las presentaciones se realizaron en Pucón, Tomé, Talca, Rancagua y San Bernardo y sorprendió con sus talleres para niños y su espectáculo con la técnica de body percussion.

Adicionalmente, se continuó con la tradición de acercar la cultura a nuestros clientes, al realizar presentaciones del connotado pianista Felipe Browne en las ciudades de Talagante, Rengo, Talca, Concepción y Temuco. Los eventos tuvieron una alta convocatoria, llegando a casi tres mil asistentes en total.

Un punto destacado, y a la vez innovador, es el hecho que cada una de las presentaciones estuvo acompañada de una clínica práctica liderada por el Maestro Browne, dirigidas a niños pianistas de cada una de las ciudades en las que se presentó el espectáculo.

Para CGE DISTRIBUCIÓN es muy importante la realización de este tipo de actividades culturales pues son la materialización del compromiso con las comunidades donde están presentes, convirtiéndose en socios constructivos que potencien el progreso y desarrollo.

## Misión Noche Buena

En su doceava versión CGE DISTRIBUCIÓN, en conjunto con EMELECTRIC y EMETAL, participó activamente en la realización de la campaña solidaria “Misión Noche Buena”, llegando en esta oportunidad con este beneficio a más de 11 mil familias de escasos recursos.

Cabe mencionar que “Misión Noche Buena” es una campaña solidaria que tiene por objetivo reunir fondos para entregar cajas de Navidad a familias de escasos recursos. Esta campaña es coordinada por la Fundación Grupo CGE en conjunto con la Iglesia Católica, la comunidad y las empresas que componen el Grupo.

En el 2011 esta actividad se desarrolló desde Arica hasta Punta Arenas -aprovechando la presencia del Grupo CGE en todo Chile - con el apoyo de sus trabajadores, colegios, proveedores, gremios, organizaciones sociales y empresas de cada zona, beneficiando a más de 25 mil familias.





Gestión comercial



03

## Gestión comercial

### Ventas y crecimiento

En el año 2011 la energía vendida fue 6.714 GWh lo que representa un incremento de 4,1% respecto a la registrada el año 2010. Este crecimiento se explica en parte por la recuperación del suministro de energía posterior al terremoto del 27 de febrero de 2010, mayormente en la zona de concesión de CGE DISTRIBUCIÓN de la VIII Región, una de las más afectadas por esta catástrofe.

### Mercado y principales clientes

El mercado actualmente atendido por CGE DISTRIBUCIÓN presenta un incremento sostenido en el tiempo, respecto al número de clientes, lo que se explica en gran medida por el crecimiento demográfico y económico de sus zonas de concesión. Como muestra el gráfico que a continuación se observa, mientras en el año 2001 la energía vendida fue de 2.929 GWh, en diciembre de 2011 ésta alcanzó los 6.714 GWh.

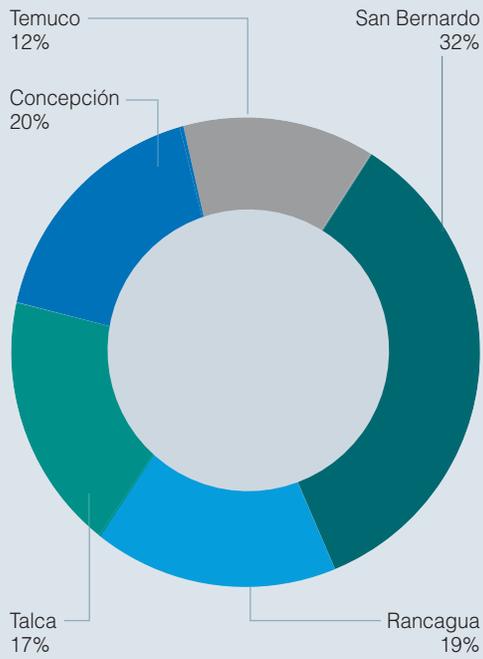
Año	Energía vendida (GWh)	Demanda máxima en horas punta	Clientes al 31 de diciembre (miles)
2001	2.929	571	630
2002	3.077	601	658
2003	3.334	641	680
2004	3.557	664	702
2005	5.338	921	1.047
2006	5.695	954	1.081
2007	6.493	1.106	1.214
2008	6.364	1.040	1.249
2009	6.362	1.030	1.280
2010	6.447	1.112	1.311
2011	6.714	1.121	1.355

Por otra parte, la energía comprada en media tensión alcanzó los 7.463 GWh, con un aumento de 6,4% respecto del año 2010. Las pérdidas de energía de CGE DISTRIBUCIÓN fueron de 9,22%, medidas respecto de la energía ingresada en el sistema de distribución, mostrando un aumento de 1,49 puntos porcentuales respecto al año 2010.

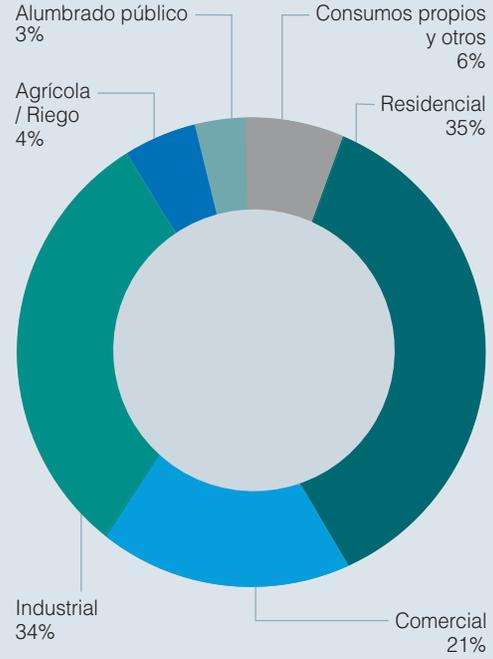
La competencia que enfrenta CGE DISTRIBUCIÓN en sus zonas de concesión se refiere básicamente al suministro a clientes no sujetos a fijación de precios, con los cuales normalmente se establecen contratos de mediano o largo plazo, donde el precio de los servicios se conviene libremente entre las partes. Estos clientes pueden negociar su abastecimiento eléctrico con empresas generadoras u otras entidades y representan aproximadamente un 16% de las ventas físicas.

La facturación está constituida principalmente por venta de energía a clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente. La facturación del principal cliente, no supera el 3% del total de la facturación anual. Por lo tanto, existe una importante diversificación por tipo de cliente.

### Energía física vendida por zonal año 2011

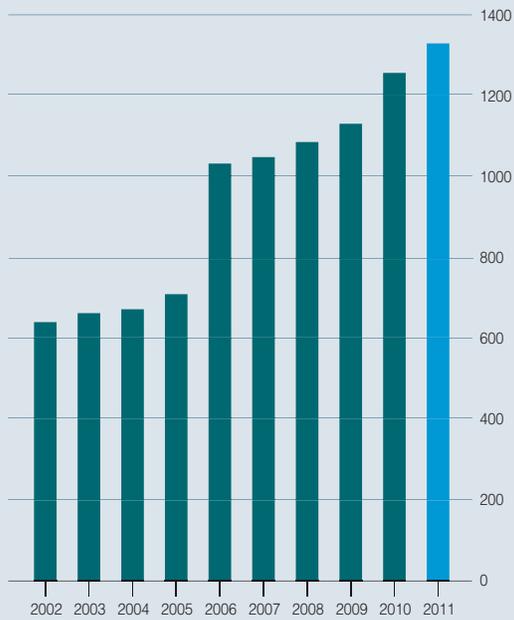


### Energía física vendida por actividad año 2011



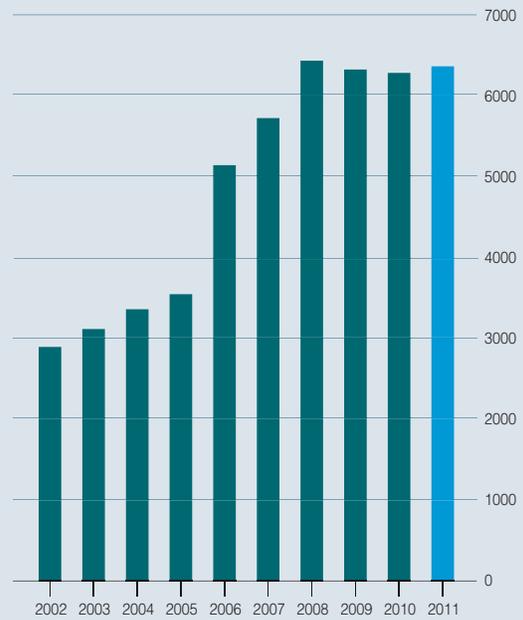
### Cantidad de clientes

Miles a diciembre de cada año



### Energía vendida

GWH



## Creación de la gerencia de operaciones comerciales

Durante el año 2011 se llevaron a efecto un importante número de iniciativas tendientes a superar los inconvenientes asociados a la estabilización de la nueva plataforma tecnológica, destacando la creación de la Gerencia de Operaciones Comerciales, la que tiene como propósitos principales la gestión de Facturación y Control de Pérdidas. Además, dispone del área de Servicio Técnico, la cual concentra todas las actividades en terreno relacionadas a medición y empalmes.

## Tarifas de suministro

Las tarifas de suministro de energía eléctrica a clientes regulados continuaron ajustándose periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo N°191 del DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y según lo dispuesto en el Decreto N°385 de 2008 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 8 de abril de 2009, pero con vigencia a contar del 4 de noviembre de 2008.

Por otra parte, las tarifas de compra de energía establecidas en diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultados de los procesos licitatorios efectuados a partir del año 2006, en cumplimiento de las modificaciones legales efectuadas en los últimos años, son traspasados a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio. Así, durante el año 2011 fueron publicados los decretos N°207-2010, con vigencia a contar del 1 de agosto de 2010; N°263-2010, con vigencia a contar del 1 de septiembre de 2010; N°283-2010, con vigencia a contar del 1 de octubre de 2010; N°22-2011, con vigencia a contar del 1 de noviembre de 2010; N°23-2011, con vigencia a contar del 1 de enero de 2011; N°38-2011, con vigencia a contar del 1 de abril de 2011; N°52-2011, con vigencia a contar del 1 de mayo de 2011; N°84-2011, con vigencia a contar del 1 de julio de 2011 y; N°127, con vigencia a contar del 1 de noviembre de 2011; todos del Ministerio de Energía.

Por otro lado, los precios de subtransmisión aplicados durante el año 2011 en las tarifas finales de los clientes sujetos a fijación de precios fueron fijados mediante el decreto N°320 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado en el Diario Oficial el 9 de enero de 2009, e indexados en conformidad con lo dispuesto en la normativa. Lo anterior es independiente de que se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará las tarifas resultantes del proceso iniciado el año 2009 para la determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, las cuales deberán ser reliquidadas una vez que se materialicen las correspondientes publicaciones.

Así, durante el presente período, como consecuencia de la aplicación de las fijaciones ya

### Evolución nominal de tarifa regulada y del valor agregado de distribución (VAD)



referidas, se produjo una reducción del 7,7% en el nivel promedio de precios a público correspondiente a tarifas reguladas, el que se explica fundamentalmente por un decremento de los precios de generación y transmisión del 9,7%, y un aumento del valor agregado de distribución que alcanzó al 1,8%.

### **Productos y servicios**

Durante el año 2011 se realizaron proyectos de eficiencia energética por medio de los cuales los clientes ahorraron energía y contribuyeron al medio ambiente. Dentro de ellos se puede destacar los proyectos de iluminación eficiente del casino Enjoy Pucón y Viña San Pedro. Adicionalmente, cabe destacar la instalación de colectores solares térmicos para edificios de la constructora Santa Beatriz, los cuales aportarán agua caliente sanitaria para cada departamento.

Por otra parte, durante el 2011 se consolidó la línea de iluminación ornamental que tiene como objetivo decorar las ciudades con adornos iluminados para las festividades, lo que ha significado un importante aporte para los Municipios y comunidad.

También durante el 2011, CGE DISTRIBUCIÓN participó en una serie de negocios complementarios al suministro eléctrico tanto regulados, singularizados en el decreto 197 del año 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, como no regulados, tales como arriendo de equipos eléctricos, construcción de instalaciones interiores eléctricas, urbanizaciones eléctricas, entre otros.

### **Calidad de servicio y orientación al cliente**

Durante el 2011, luego de implementar un importante plan de renovación de toda su plataforma informática en 2010, CGE DISTRIBUCIÓN se abocó a desarrollar acciones destinadas a superar los problemas transitorios derivados de dicha renovación, que afectaron la calidad del servicio comercial.

De este modo, los esfuerzos se concentraron en lograr una atención más resolutive e integral, motivo por el cual se reforzó importantemente la plataforma comercial y se estableció un plan de trabajo, desarrollando más de veinte iniciativas y un modelo de gestión orientado a mejorar la calidad de la atención y del servicio comercial.

Asimismo este esfuerzo buscó establecer una comunicación más cercana con los clientes. En este aspecto destaca la implementación de un innovador plan de relacionamiento con juntas de vecinos de comunidades en situación socioeconómica vulnerable, lo que permitió establecer importantes vínculos con los clientes.

Por otra parte, en octubre se concluyó el tercer estudio de lealtad y satisfacción de clientes, en el cual se midió la lealtad de los clientes con CGE DISTRIBUCIÓN y la calidad de servicio percibida por estos. Esta encuesta se realizó utilizando la metodología SERVQUAL para la medición de la calidad percibida y la metodología de Net Promoting Score para la medición de lealtad de clientes.

La encuesta de calidad de servicio 2011 revela un aumento en el indicador de lealtad neta de los clientes de CGE DISTRIBUCIÓN en 15,8% respecto al nivel obtenido en el 2010. Esto se explica principalmente por una mejor evaluación de la atención comercial en el call center y de los procesos de facturación y recaudación.

Esta información reafirma que las acciones comerciales desarrolladas en 2011 han contribuido a mejorar la experiencia de los clientes con la Empresa.



Gestión regulatoria

04

## Gestión regulatoria

El marco regulatorio que norma la actividad principal de CGE DISTRIBUCIÓN se encuentra definido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción -Ley General de Servicios Eléctricos-, el Decreto Supremo N°327-1997 del Ministerio de Minería -Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos-, los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (MINECON), del Ministerio de Energía (MINENERGIA), de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC).

## Aumentos y retiros de instalaciones

Con fecha 28 de enero de 2011, CGE DISTRIBUCIÓN presentó a SEC la información del proceso de Aumentos y Retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2010.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N°1.147 del 29 de abril de 2011, SEC rechazó una parte de las instalaciones comunicadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución de electricidad, por considerarlas innecesarias o excesivas, y otra parte, por no haberse ajustado al plan de cuentas establecido por ella o por otras causales no tipificadas en la ley.

Considerando que existen fundadas razones para estimar que el rechazo efectuado por SEC no tiene efectos materiales, dado que la tasa de rentabilidad económica de la industria se encuentra por debajo de su límite superior establecido en la ley, CGE DISTRIBUCIÓN decidió no presentar ningún tipo de recurso en contra de la Resolución Exenta N°1.147/2011, ya referida.

## Costos de explotación

Mediante Resolución Exenta N°3.259, del 25 de noviembre de 2011, SEC fijó los costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, correspondientes al ejercicio del año 2010.

La fijación efectuada por la autoridad se tradujo en una reducción del 5,6% en el valor presentado por CGE DISTRIBUCIÓN y del 4,7% del total de la industria.



Debido a que existen fundadas estimaciones de que la reducción efectuada no tendrá efecto material en el proceso de chequeo de rentabilidad de la industria correspondiente al ejercicio 2010, CGE DISTRIBUCIÓN decidió no presentar discrepancias ante el Panel de Expertos por la fijación de costos de explotación efectuada por SEC mediante la citada Resolución Exenta N°3.259/2011.

### Valor nuevo reemplazo

En el año 2012 corresponde efectuar la fijación de formulas tarifarias para un nuevo período de cuatro años.

Durante 2011 se dio inicio a dicho proceso con la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica. En conformidad con lo establecido en la legislación vigente, CGE DISTRIBUCIÓN presentó a SEC, el 29 de junio de 2011, la valorización de su inventario al 31 de diciembre de 2010, junto con un informe auditado por la firma KPMG AUDITORES CONSULTORES LIMITADA.

Mediante Resoluciones Exentas N°2.715, de fecha 30 de septiembre de 2011 y N°2.846, de fecha 11 de octubre de 2011, SEC fijó el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, rebajando los valores presentados por CGE DISTRIBUCIÓN.

Posteriormente, con fecha 8 de noviembre de 2011, CGE DISTRIBUCIÓN presentó al Panel de Expertos sus discrepancias sobre la fijación del VNR efectuada por SEC. El 30 de diciembre el Panel de Expertos resolvió las discrepancias presentadas por las empresas.

A continuación se resumen los VNR presentados y fijados, después de considerar los dictámenes emitidos por el Panel de Expertos:

Empresa	CGE DISTRIBUCIÓN
Valor nuevo de reemplazo presentado	516.917.713
Valor nuevo de reemplazo fijado	454.086.149

Valores en miles de pesos a diciembre 2010



## Campanario Generación

CGE DISTRIBUCIÓN y CAMPANARIO GENERACIÓN suscribieron en el año 2009 un contrato de suministro de energía y potencia, con vigencia a contar del 1 de enero de 2010 y hasta el 31 de diciembre de 2023, con el objeto de satisfacer una parte de los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios de la primera.

El tamaño del bloque de suministro es variable los primeros años (717 GWh en 2010, 800 GWh en 2011, 850 GWh en 2012), hasta alcanzar su tamaño de régimen permanente (900 GWh/año entre 2013 y 2023).

Durante la vigencia del contrato, especialmente a contar de enero de 2011, CAMPANARIO GENERACIÓN ha experimentado dificultades financieras.

Ante los incumplimientos por parte de CAMPANARIO GENERACIÓN de los pagos por los retiros de energía asociados a los balances de inyecciones y retiros efectuados en el CDEC-SIC, mediante Resolución Exenta N°2.288 del 26 de agosto de 2011, SEC instruyó lo siguiente:

- La suspensión por parte del CDEC-SIC, en uso de sus facultades, de la calidad de CAMPANARIO GENERACIÓN de participante en los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia, al haberse incumplido el mandato legal de sujeción a la coordinación del sistema eléctrico por parte de ella, al discontinuar la cadena de pagos que lo rige.
- Como consecuencia de dicha suspensión, el abastecimiento íntegro y en todo momento, por parte de las empresas que integran el CDEC-SIC, de los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encontraban adjudicados a la empresa CAMPANARIO GENERACIÓN.
- La realización de los retiros que se efectúen para el abastecimiento de los clientes regulados por todas las empresas de generación de energía eléctrica del SIC, de acuerdo a la metodología que fuera dispuesta, en su oportunidad, por la RM N°88/2001 de MINECON.
- Los pagos de los suministros para abastecer a los clientes señalados precedentemente a las empresas generadoras que los efectúen. En cuanto a los pagos que deba realizar la distribuidora, producto de la recaudación de las ventas de energía y potencia a sus clientes finales, procede que ellos sean percibidos por las mismas generadoras que presten los suministros, sin que actor alguno pueda conservar o retener todo o parte de dichos pagos a otro título.
- La adopción de las medidas precedentes es de carácter transitorio mientras no se resuelva la situación material de incumplimiento de CAMPANARIO GENERACIÓN de las obligaciones derivadas de los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia del



CDEC-SIC, que afecta la cadena de pagos, o entren en vigor nuevos contratos adjudicados de acuerdo a las disposiciones de la Ley, una vez terminados o resueltos los contratos existentes, según la normativa vigente.

- La vigencia a contar del 1 de septiembre de las medidas señaladas.

Así, el 31 de agosto, el CDEC-SIC acordó suspender la calidad de participante en los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia de CAMPANARIO GENERACIÓN, en conformidad con lo dispuesto en la RE N°2.288/2011.

El CDEC-SIC, el día 5 de septiembre de 2011, con el objeto de cumplir con la suspensión de CAMPANARIO GENERACIÓN en la participación de los balances de energía y potencia, manifestó su conformidad con la exclusión de la planificación de la operación del sistema y del despacho en tiempo real de sus unidades, lo que fue comunicado a esta última con fecha 6 de septiembre de 2011.

El 26 de septiembre de 2011 fue publicada en el Diario Oficial la declaración de quiebra de CAMPANARIO GENERACIÓN y la designación del síndico don Herman Chadwick Larraín.

Cabe señalar que la Resolución Exenta N°2.288/2011 no ha declarado, ni se ha referido al término, validez y/o vigencia del contrato de suministro debidamente licitado, adjudicado y suscrito por CGE DISTRIBUCIÓN con CAMPANARIO GENERACIÓN, sólo ha ordenado al CDEC-SIC que éste suspenda transitoriamente a dicha empresa generadora de los balances de inyecciones y retiros de energía y potencia, con sus cuatro unidades de generación; instruyendo asimismo, a las empresas que integran ese CDEC, en el sentido que deben abastecer íntegramente y en todo momento los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios que se encuentren adjudicados a CAMPANARIO GENERACIÓN, de conformidad a lo establecido precisamente en los artículos N°131 y siguientes de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Finalmente, CGE DISTRIBUCIÓN ha hecho presente a SEC que está jurídicamente impedida de licitar el suministro adjudicado y contratado por CAMPANARIO GENERACIÓN -lo que se encuentra ratificado en la propia Resolución Exenta N°2.288/2011, que establece en su considerando 21 que para que se pueda proceder a una nueva licitación de estos suministros previamente debe haberse puesto término o resuelto cada contrato de suministro- pues el respectivo contrato se encuentra vigente y forma parte de los bienes de la quiebra de esa empresa generadora, cuya negociación y venta fue encomendada por la junta de acreedores al síndico y a una comisión de acreedores designada especialmente para ese efecto, no siendo causal de término anticipado de ese contrato la insolvencia, ni la quiebra de dicha generadora.



### Comisión asesora para el desarrollo eléctrico

El 3 de mayo, el Ejecutivo informó la creación de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, cuyo objeto fue analizar y establecer las bases de una política energética de largo plazo que sustente el desarrollo social y económico de Chile.

El 17 de junio de 2011, Empresas Eléctricas AG, asociación de la cual CGE DISTRIBUCIÓN es integrante, se reunió con la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico, por invitación de ésta y le presentó un diagnóstico del mercado, identificando los principales problemas y singularizando propuestas concretas para el desarrollo del mercado. En la oportunidad se hizo entrega de varios estudios contratados por Empresas Eléctricas AG.

El 16 de noviembre, la Comisión de Desarrollo Eléctrico presentó su informe final, en el cual se abordan principalmente los siguientes temas:

1. Se describe la política energética vigente y los principales desafíos que se han enfrentado en los últimos 20 años.
2. Se proyecta la matriz eléctrica futura, bajo distintos escenarios de demanda, costos de tecnologías y restricciones respecto de la penetración de determinadas tecnologías de generación.
3. Se analizan los principales elementos que condicionan la competitividad.

En el mercado de generación:

- Definir un ordenamiento territorial, con áreas vetadas a la instalación de centrales termoeléctricas y con polos de desarrollo predeterminados, con facilitación de permisos territoriales y ambientales, y compensación a comunidades afectadas.
- Completar la reglamentación pendiente de las Leyes Cortas I y II y de la operación de los CDECs.
- Estandarizar los estudios y evaluaciones de impacto ambiental.
- Crear un CDEC independiente como corporación de derecho privado, sin fines de lucro, que realiza una función de servicio público.
- Fiscalizar estrictamente la evasión del pago de derechos de agua. Además, aplicar pagos de contribuciones a beneficio de las comunas en la cuenca afectada por los derechos, de acuerdo al valor económico de estos derechos.
- Establecer condiciones explícitas para posibilitar el acceso al uso de los terminales de GNL de Mejillones y Quintero, respetando los derechos de los propietarios de dichos terminales, la



equidad en términos de los costos, las obligaciones y riesgos tomados por las partes, y necesaria coordinación para el uso eficiente de las instalaciones.

- Disponer de algún esquema de garantías de pago en el mercado spot, previendo que no se preste para estrategias oportunistas que conduzcan a mayores riesgos sistémicos.
- Permitir el acceso de los clientes libres al mercado spot, de modo que puedan disponer siempre de la opción de compra en él.

En el mercado de transmisión:

- Implementar las medidas de defensa contra contingencias extremas, instalando elementos de control que eviten la ocurrencia de apagones ante la ocurrencia de fallas de gran magnitud.
- Implementar las modificaciones legales y regulatorias que agilicen la tramitación de concesiones y servidumbres.
- Facilitar el desarrollo en el tiempo de redes longitudinales y transversales, a través de la creación de franjas de servidumbre concesionadas por el Estado, con líneas base previamente aprobadas.
- Los CDECs se deben constituir como una instancia de planificación permanente de la transmisión troncal, como complemento de los estudios de transmisión. La creación de una Dirección de Planificación de la transmisión en estos organismos contribuiría a agilizar los procesos.
- Desarrollar una expansión troncal robusta a través de los futuros ETT.
- Estudiar la conveniencia de la interconexión SIC-SING y de posibles interconexiones energéticas y/o eléctricas con sistemas de países vecinos, dimensionando los riesgos de dependencias energéticas o reducciones de la diversificación de la matriz.
- Supervisar las licitaciones de ampliaciones de transmisión troncal, de modo de asegurar soluciones adecuadas, evitando su sobrevaloración.
- Revisar el área de influencia común y la proporción de peajes inyección/retiro (80/20%).
- Posibilitar la modificación de la tasa de descuento que se utiliza para la valorización de instalaciones existentes y en la planificación de la expansión, de modo de considerar una tasa de mercado de largo plazo y los niveles de riesgo del negocio.

En el mercado de distribución:

- Rediseñar el calendario de licitaciones, extendiendo los plazos de ofertas y de inicios de contratos.
- Desarrollar un esquema de adjudicación de contratos que logre una minimización de costos y una homologación de ofertas (precio e indexación).
- Desarrollar licitaciones integradas con contratos estandarizados.



- Requerir garantías de energías firmes (definir límites de costo variables de centrales térmicas).
  - Crear un esquema de estímulos y penalizaciones, que hagan a los distribuidores responsables de sus decisiones y de las definiciones de sus requerimientos.
  - Realizar dos estudios de VAD por área típica, con divergencias dirimidas por el Panel de Expertos; y que los estudios incorporen la determinación de todos los factores tarifarios.
  - Estudiar la modificación de la tasa de descuento que se utiliza en los estudios tarifarios de modo de considerar una tasa de mercado de largo plazo y los niveles de riesgo del negocio.
  - Crear la función de comercialización (multicarrier), con un esquema de garantías y/o verificación por el regulador.
  - Bajar paulatinamente el límite de 500 kW para que un consumidor final se declare libre.
  - Se proponen esquemas de flexibilidad tarifaria (desenergización de la tarifa BT1) y medición inteligente.
4. Se analiza la institucionalidad y normativa ambiental que se aplica al sector eléctrico y se efectúan recomendaciones para mejorar los estándares de sustentabilidad sectoriales.
5. Se revisan las tendencias recientes en la formación de percepciones de la ciudadanía respecto al sector de energía y su relación con la calidad ambiental, así como las falencias en los sistemas de participación en la discusión de las políticas eléctricas y ambientales, y se propone sistemas de participación e información que permitan un mejor manejo de los conflictos que afectan el desarrollo eléctrico.
6. Se abordan los denominados nuevos temas estratégicos en el sector de energía:
- Eficiencia energética: se identifican una serie de políticas y acciones que deben recibir especial atención.
  - Hidroelectricidad en el sur: se considera que, por su magnitud, la generación de hidroelectricidad en las regiones X y XI es una fuente de energía potencial muy relevante para la matriz eléctrica futura. En particular, aquella localizada en la XI Región presenta importantes ventajas.
  - Se recomienda que la autoridad lidere un proceso de análisis y estudio del uso de los recursos energéticos regionales y de su impacto ambiental.
  - Energías renovables no convencionales: se abordan temas como financiamiento, acceso a contratos, generación distribuida, información pública, ley 20.257 (15%).
  - Energía nuclear: mantener abierta la opción nuclear para Chile y avanzar en algunas áreas de estudio.
  - Innovación tecnológica: crear una comisión para determinar si existen nichos de innovación de corto plazo en ERNC y de ser el caso crear programas focalizados en estas áreas.



## Decreto de racionamiento

El día 17 de febrero de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°26 del Ministerio de Energía, mediante el cual se disponen medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central. Si bien dicho decreto tenía vigencia desde su fecha de publicación hasta el 31 de agosto de 2011, en esta misma fecha fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°58/2011 del Ministerio de Energía, prorrogando la vigencia del Decreto N°26/2011 hasta el 30 de abril de 2012.

Al respecto, el artículo 18 del Decreto N°26/2011, en concordancia con el artículo 291-21 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos, establece “la DO del CDEC-SIC y las empresas eléctricas no podrán discriminar arbitrariamente entre clientes en la aplicación de las medidas que adopten respecto a las suspensiones de suministro. Los programas de cortes deberán asegurar duraciones similares de corte entre los clientes, con la sola excepción de las medidas de resguardo para los servicios de utilidad pública, o aquellos de empresas cuya paralización, por su naturaleza, cause grave daño a la salud, al abastecimiento de la población, a la economía del país o a la seguridad nacional, los que serán expresamente declarados como tales por el Ministerio, mediante resolución, en consulta con el Ministerio del Interior.”.

Así, mediante Resolución Exenta N°163 del 22 de marzo de 2011, el Ministerio de Energía declaró los siguientes servicios esenciales:

- Servicio de salud.
- Servicio de transporte terrestre, marítimo y aéreo.
- Servicio de telefonía fija y móvil.
- Servicios sanitarios.
- Servicio de transporte y distribución de gas de red.
- Servicio de suministro eléctrico.
- Servicios de privación de libertad.
- Fuerzas armadas, de orden y seguridad pública.
- Refinerías de petróleo y servicios de transporte de combustibles por oleoductos.
- Plantas de GNL y terminales de almacenamiento de combustibles.

Dichos servicios declarados esenciales deben ser objeto de algunas de las siguientes medidas de resguardo por parte de las empresas distribuidoras:

a) Evitar la suspensión del suministro eléctrico, siempre que las condiciones técnicas los per-



- mitan y no se afecte la eficiencia y efectividad de la medida de racionamiento.
- b) Programar suspensión de suministro eléctrico por períodos más breves que al resto de los clientes siempre que las condiciones técnicas lo permitan y no se afecte la eficiencia y efectividad de la medida de racionamiento
  - c) Programar la suspensión del suministro eléctrico en horarios que impliquen menos riesgos para el debido funcionamiento del servicio u organismo, siempre que las condiciones técnicas los permitan y no se afecte la eficiencia y efectividad de la medida de racionamiento.
  - d) Informar dentro del plazo de 5 días hábiles contados desde la comunicación de la presente resolución a las empresas y organismos que prestan los servicios señalados en el artículo primero de esta resolución, de la circunstancia de no existir posibilidad de aplicar las medidas previstas en las letras a), b) y c) anteriores.
  - e) En el caso que la suspensión de suministro sea inevitable, establecer procedimientos especiales y rápidos de comunicación con las empresas y organismos para informar interrupciones oportunamente.

### Licitación de suministro

El 15 de noviembre de 2011, en conformidad con lo dispuesto en el artículo N°132 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CGE DISTRIBUCIÓN presentó a la Comisión Nacional de Energía, para su aprobación, las bases de un nuevo proceso de licitación, con el objeto de disponer energía que permita satisfacer la totalidad del consumo de sus clientes sujetos a fijación de precios. Este proceso tiene su origen en el término del bloque variable de los contratos suscritos en el año 2006 y en la existencia de algunos déficits detectados.

En esta propuesta se ha considerado un proceso de adjudicación conjunto con las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE), Empresa Eléctrica de Atacama S.A. (EMELAT), Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A (EMELECTRIC), Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL), Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. (ELECDA-SIC) y las cooperativas eléctricas Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrúa Ltda. (COELCHA), Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Chillán Ltda. (COPELEC), Cooperativa Eléctrica Los Ángeles Ltda. (COPELAN), Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda. (CEC), y Cooperativa Regional Eléctrica Llanquihue Ltda. (CRELL).



## Apagones

Mediante Oficios Ordinarios N°10.423 y N°10.422, ambos del 3 de octubre de 2011, SEC instruyó a las empresas distribuidoras para que procedan a efectuar de inmediato un cálculo preliminar de las compensaciones a que da lugar las interrupciones generalizadas de suministro ocurridas el 14 de marzo de 2010 y el 24 de septiembre de 2011, respectivamente.

Además, para el caso de la falla de marzo de 2010, se ordenó descontar las compensaciones resultantes en la facturación más próxima luego de concluido su cálculo, para lo cual se otorgó un plazo de 10 días.

CGE DISTRIBUCIÓN, concluyó que ambos oficios tienen carácter inconstitucional e ilegal, al pretender dar por establecido que las interrupciones tienen el carácter de no autorizadas por la ley y los reglamentos, prescindiendo de los índices de continuidad de suministro, y exigiendo el cálculo y pago de compensaciones por único evento y mientras no se determinen y establezcan en forma definitiva los responsables, por lo que presentaron un recurso de reposición ante la propia SEC, el cual fue desestimado por dicha autoridad mediante Resolución Exenta N°2.972 del 20 de octubre de 2011.

Sin perjuicio de proceder al pago de compensaciones instruido mediante Oficio N°10.423/2011, el 4 de noviembre de 2011, CGE DISTRIBUCIÓN, recurrió con un recurso de protección en contra del Oficio N°10.423/2011 y de la Resolución Exenta N°2.972/2011, por ser contrarios a la normativa legal y reglamentaria vigente y afectar sus derechos constitucionales. Adicionalmente, el 9 de noviembre de 2011, se presentó un recurso de reclamación y el 10 de enero de 2012, un recurso de inaplicabilidad por inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional.

Las principales causas manifestadas en ambos recursos dicen relación con que:

- Se desconocen abiertamente las normas sobre calidad de servicio establecidas en la normativa sectorial eléctrica.
- Se traslada arbitrariamente la responsabilidad establecida por la ley y el reglamento por el incumplimiento de las normas sobre calidad de servicio, ya que la falla no es imputable a las empresas y no corresponde que se les haga cargar con las compensaciones mientras no se determinen y establezcan en forma definitiva los responsables.

A la fecha, los recursos presentados están siendo tramitados en las instancias correspondientes.



## Solicitud de regulación de servicios eléctricos

El 26 de noviembre de 2011, como resultado de una investigación efectuada a solicitud de algunos parlamentarios y consumidores, la Fiscalía Nacional Económica solicitó al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia el ejercicio de las siguientes atribuciones:

a) Que se califiquen sujetos a fijación de precios los siguientes servicios:

- Arriendo de equipos de medida electrónicos
- Reubicación de empalmes y equipos de medida
- Cambio de acometida por concéntrico
- Reparación de empalmes
- Emisión de boleta solicitada por cliente fuera del proceso de facturación
- Instalación de empalmes provisorios
- Arriendo de empalmes provisorios
- Certificado de suministro
- Certificado de urbanización
- Recaudación en terreno
- Intervención de tendido eléctrico y redes de distribución

b) Asegurar la debida uniformidad, publicidad, legibilidad, pertinencia y condiciones de competencia en el cobro de dichos servicios; modificando para ello la declaración quinta de la Resolución 592/2001 de la Comisión Resolutiva, impuesta a SEC.

c) Proponer al Presidente de la República, a través del MINENERGÍA, la dictación de los preceptos legales y reglamentarios para establecer que los ingresos originados por la prestación de servicios asociados al uso de infraestructura u otros costos fijos de las distribuidoras sean considerados en la determinación de sus tarifas.

Así, el 12 de diciembre de 2011, CGE DISTRIBUCIÓN aportó antecedentes al Tribunal de la Libre Competencia, haciendo presente la existencia de errores en el cálculo efectuado por la Fiscalía Nacional Económica respecto de las rentabilidades obtenidas por la prestación de algunos servicios; precisando el alcance de los servicios respecto de los cuales se solicitó su sujeción a fijación tarifaria y; aclarando que la dictación de preceptos legales o reglamentarios no es necesaria para que los costos fijos reconocidos en la tarificación del valor agregado de distribución no sean considerados en fijación de los precios de los servicios regulados asociados al suministro eléctrico.



## Rectificación decreto 125/2009

Mediante Decreto N°125, de fecha 30 de abril de 2009, publicado en el Diario Oficial el día 16 de junio de 2009, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción fijó los precios de nudo para suministros de electricidad con vigencia, a contar del 1 de mayo de 2009.

Al respecto, en el número 6 de dicho decreto, se establecieron los precios de nudo aplicables a clientes regulados en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

CGE DISTRIBUCIÓN detectó varios errores en la determinación de los precios de nudo aplicables a clientes regulados, por lo que solicitó a CNE disponer la rectificación del Decreto N°125/2009.

Posteriormente, el 27 de octubre de 2009, CNE indicó a CGE DISTRIBUCIÓN que informó al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción la conveniencia de efectuar la rectificación solicitada, el cual, mediante su Oficio N°5.775, de fecha 6 de octubre de 2009, comunicó su negativa a proceder a la rectificación requerida.

Por lo anterior, el 29 de diciembre de 2009, CGE DISTRIBUCIÓN, en conjunto con otras empresas afectadas, hizo una presentación al Contralor General de la República, solicitando ordenar a la autoridad emitir un nuevo decreto tarifario, en reemplazo del Decreto N°125/2009, de modo de subsanar los errores tarifarios indicados, contemplando la realización de las reliquidaciones que correspondan.

Así, mediante el dictamen N°026394 de 29 de abril de 2011, la Contraloría General de la República se pronunció respecto de la legalidad del Decreto N°125/2009. Los principales aspectos contenidos en dicho dictamen son los siguientes:

- Que no procede dar lugar a la petición formulada por las empresas afectadas por haberse extinguido el decreto y no contemplar la Ley General de Servicios Eléctricos mecanismo alguno que permita alterar los efectos generados por un acto que se encuentra en la situación del decreto impugnado (que no está vigente).
- Que no obstante esa determinación, ninguno de los argumentos esgrimidos por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción para rechazar la corrección solicitada, mientras se encontraba vigente el Decreto N°125/2009 resultan atendibles, por cuanto no procede considerar irrelevante en un decreto tarifario un vicio que incide, precisamente en el monto de una tarifa o de otro parámetro vinculada con ella.



- Que el Ministerio de Energía debe tener presente lo anterior en las impugnaciones que en lo sucesivo se formulen respecto de actos administrativos de esa misma naturaleza.
- Que el Ministerio de Energía debe adoptar las medidas procedentes a fin de determinar la eventual responsabilidad administrativa por los errores que se cometieron en la fijación de los precios de nudo establecidos por el Decreto N°125/2009 e informar a Contraloría tales medidas.
- Que los perjuicios que las empresas recurrentes manifiestan haber sufrido a consecuencia de los errores del decreto referido, constituye un asunto de naturaleza litigiosa, cuyo conocimiento y resolución corresponde a los tribunales.

Por lo anterior, el 26 de octubre de 2011, CGE DISTRIBUCIÓN presentó una denuncia para que se aclare y haga efectiva la eventual responsabilidad administrativa de los funcionarios y autoridades del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo que hayan tenido intervención en las actuaciones mencionadas, requiriendo la instrucción de un procedimiento disciplinario y aplicando las sanciones que en derecho corresponda.

Complementariamente, el 4 de enero de 2012, la Empresa presentó una demanda civil de indemnización de perjuicios en contra del Fisco de Chile.

### Proyectos de ley

Durante el año 2011, principalmente dos proyectos de ley han suscitado el interés, el primero relacionado con la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales (Boletín 7201-08) y, el segundo, con el pago de las inyecciones que efectúen los generadores residenciales (Boletín 6041-08). Ambos proyectos tienen su origen en mociones parlamentarias presentadas en la Comisión de Minería y Energía del Senado.

El proyecto asociado a la ampliación de la matriz mediante fuentes renovables no convencionales (Boletín 7201-08) tiene por objeto principal incrementar la obligación de las empresas que efectúan retiros de acreditar como energía renovable no convencional de un 10% a un 20%. La actual normativa contempla que este porcentaje debe cumplirse de manera gradual y este proyecto pretende acortar los plazos para ello.

Por otro lado, en relación con el proyecto que busca introducir incentivos para la incorporación de generadores residenciales (Boletín 6041-08), el 28 de junio y el 30 de noviembre de 2011, el Ejecutivo presentó nuevas indicaciones. Así, el proyecto contempla principalmente lo siguiente:



- Los usuarios regulados que dispongan, para su propio consumo, de generación proveniente de medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente podrán inyectar sus excedentes a la red.
- Un reglamento determinará:
  - los requisitos para conectar el medio de generación, para garantizar la seguridad de las personas y de los bienes, y la seguridad y continuidad del suministro
  - las especificaciones técnicas y de seguridad para el equipamiento
  - el mecanismo para determinar los costos de adecuaciones a la red
  - la capacidad instalada permitida por cada usuario final (que no podrá superar los 100 kW) y por el conjunto de usuarios en una red o un área de ella.
- Las inyecciones se valorizarán a precio de nudo promedio, reconociéndose las menores pérdidas. En el caso de los Sistemas Medianos, el reglamento establecerá los mecanismos para dicha valorización.
- Las inyecciones valorizadas deberán ser descontadas de la facturación del cliente. De existir un remanente, se descontará en las facturas subsiguientes.
- Los remanentes valorizados que, transcurrido el plazo que se haya acordado en el contrato que debe suscribirse, no hayan podido ser descontados deberán ser pagados por la distribuidora.
- La energía inyectada podrá ser considerada por las empresas que retiren energía, para cumplir con la proporción de sus retiros que debe ser inyectada por medios ERNC.
- En términos generales, los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales no constituirán renta y las operaciones que tengan lugar no se encontrarán afectas a IVA.

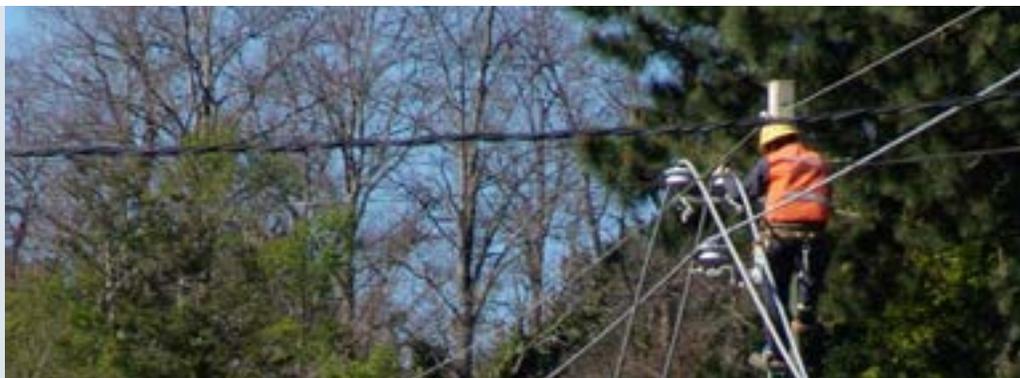
### Proceso de tarificación de sistemas de subtransmisión

Durante el año 2011 continuó el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

Así, mediante Resolución Exenta N°92 del 21 de febrero de 2011, CNE aprobó y puso en conocimiento de las empresas subtransmisoras, participantes y usuarios e instituciones interesadas el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

Sin perjuicio de lo anterior, mediante Resolución Exenta N°130 del 15 de marzo de 2011, CNE modificó dicho Informe Técnico.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N°154 del 28 de marzo de 2011, CNE suspendió la ejecución de la Resolución N°130/2011, mientras no se resolviera el recurso de reposición inter-



puesto por TRANSNET en contra de la citada Resolución N°130/2011, solicitando se modifique dicho acto administrativo en el sentido de incorporar en el Informe Técnico, las demandas de energía y potencia por barra de retiro de cada Sistema de Subtransmisión para cada año del horizonte estudiado y el valor de las pérdidas eléctricas, a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 35° del Reglamento que fija el Procedimiento para la Realización de los Estudios para la Determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión.

Luego, mediante Resolución Exenta N°228 del 4 de mayo de 2011, CNE acogió dicho recurso, aprobando en su Resolución Exenta N°250, del 13 de mayo de 2011, la rectificación al Informe Técnico para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.

El 3 de junio de 2011, CGE DISTRIBUCIÓN, en conjunto con otras empresas distribuidoras del Grupo CGE, presentó sus discrepancias respecto del Informe Técnico ya mencionado, referidas a:

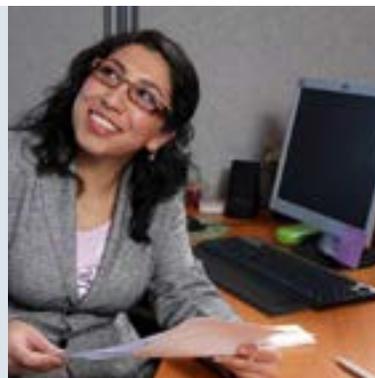
- Inclusión del Valor Anual de Subtransmisión (VASTx) exclusivamente en el peaje por energía, lo que afecta negativamente los márgenes de distribución de las empresas.
- Definición de factores de ajustes de inyección de energía y potencia (FAIE y FAIP) por sistema, lo que produce subsidios entre las empresas que efectúan los pagos de peajes de subtransmisión.

Los días 16 y 17 de junio de 2011 se realizó la correspondiente audiencia pública.

El 8 de agosto de 2011, el Panel de Expertos emitió su dictamen respecto de las discrepancias efectuadas por las empresas participantes y usuarios interesados del proceso, desestimando aquellas presentadas por CGE DISTRIBUCIÓN.

Finalmente, mediante carta CNE N°548 del 26 de octubre de 2011, CNE comunicó la publicación del detalle de la implementación de los dictámenes del Panel de Expertos N°4 al N°10 de 2011.

Actualmente se encuentra pendiente de publicación el decreto que fije las tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014.



## Proceso de tarificación de transmisión troncal

Durante el año 2011, continuó desarrollando el proceso de tarificación del Sistema Troncal para el cuatrienio 2011-2014.

El 6 de enero de 2011, CNE comunicó la publicación en su página web del Informe Final del Estudio de Transmisión Troncal, aprobado por el Comité de Licitación, Adjudicación y Supervisión del Estudio con fecha 31 de diciembre de 2010. Dicho informe contiene el resumen de resultados del Estudio de Transmisión Troncal, incluyendo las instalaciones troncales del SIC y del SING, sus correspondientes VI, AVI y COMA, las respectivas fórmulas de indexación, el área de influencia común, la determinación del Valor Anual de Transmisión por Tramo de las instalaciones existentes y la determinación de los planes de expansión del SIC y del SING.

El 25 de enero de 2011, se realizó la audiencia pública, en la que el consultor expuso los resultados del Estudio de Transmisión Troncal.

Luego, mediante Resolución Exenta N°194 del 19 de abril de 2011, CNE aprobó el Informe Técnico para la determinación del Valor Anual y Expansión de los Sistemas de Transmisión Troncal, correspondiente al cuatrienio 2011-2014, el que fue rectificado mediante Resolución Exenta N°232 del 5 de mayo de 2011.

El 30 de mayo de 2011, se realizó la audiencia pública de las discrepancias presentadas por las empresas COLBÚN, E-CL, GENER, TRANSELEC y TRANSELEC NORTE. Con fecha 5 de julio, el Panel de Expertos emitió su dictamen respecto de las discrepancias presentadas por el Informe Técnico de CNE, desestimándolas prácticamente en su totalidad. Posteriormente, el Panel de Expertos emitió una "Fe de Erratas" de su dictamen corrigiendo algunas inconsistencias menores.

Finalmente, el 17 de noviembre de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°61-2011 del Ministerio de Energía, en el cual se fija las Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el cuatrienio 2011-2014.





# Gestión administrativa y financiera



05

## Gestión administrativa y financiera

### Modelo de gestión

Durante el año 2011, se continuó con el modelo de gestión implementado en 2009, que ha permitido fijar objetivos comunes de largo plazo, dando una mirada integral a la organización, impulsando el desempeño de las personas y el trabajo en equipo.

### Gestión financiera

Al 31 de diciembre del 2011, la deuda financiera de CGE DISTRIBUCIÓN alcanzó MM\$257.544, de los cuales un 69% corresponde a créditos bancarios, un 27% a bonos y un 4% a efectos de comercio.

En 2011 se destacan las siguientes actividades en el ámbito financiero:

- Renovación de créditos con Banco Corpbanca por UF912.000, a tasa variable y vencimiento a julio 2021 y Banco Santander por UF666.667, a tasa variable y vencimiento a octubre 2014.
- Suscripción de crédito con Banco Corpbanca por UF1.000.000, a tasa variable y vencimiento a octubre 2021 y con Banco BICE por UF1.000.000, a tasa variable y con vencimiento a noviembre 2021.
- Emisión de nuevo efecto de comercio serie 5A por MM\$10.000.
- Prepago de crédito con Banco Estado por MM\$20.000, con vencimiento en noviembre de 2013.
- Pago de cupones del Bono A por UF200.000, créditos con Banco BCI por UF400.000 y efectos de comercio serie 3A por MM\$10.000.

Respecto a la clasificación de riesgos, durante el presente ejercicio los títulos de deuda emitidos por CGE DISTRIBUCIÓN fueron clasificados por las firmas Feller Rate y Fitch Ratings.

La clasificación vigente al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Clasificadora	Clasificación
Feller Rate	AA
Fitch Ratings	AA-

### Gestión de cobranza

Durante el año 2011 la gestión de cobranzas centró sus actividades en minimizar la deuda morosa y controlar el riesgo de envejecimiento de la cartera de deudores, en este contexto, se establecen planes específicos de cobranza bajo una segmentación de los deudores por tipo de cliente, monto y antigüedad de la morosidad.

Las iniciativas mencionadas se desarrollan bajo metodologías que permiten mantener un seguimiento especial a la cobranza, midiendo semanalmente las tendencias de los indicadores para el cumplimiento de las metas y objetivos, tanto por zonales como por administraciones.

El desarrollo de los planes permitió disminuir en un 17,14% el saldo de deudores por venta, respecto a igual período del año anterior, alcanzando a MM\$180.450 al 31 de diciembre de 2011.

## Seguros

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la sociedad mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, como también riesgos operacionales (multirriesgo industrial), responsabilidad civil, seguro de vida para el personal en caso de accidentes, operaciones de transporte y vehículos motorizados.

## Principales proveedores

Los principales proveedores de CGE DISTRIBUCIÓN están asociados al abastecimiento del suministro eléctrico, la provisión de materiales y equipos eléctricos, a la prestación de servicios informáticos y de comunicaciones y a la prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida.

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE DISTRIBUCIÓN 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 DISTRIBUCIÓN tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con Empresa Nacional de Electricidad, Colbún, Campanario Generación, Eólica Monte Redondo, Eléctrica Diego de Almagro y Eléctrica Puntilla, acuerdos que cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la Empresa por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

Así, CGE DISTRIBUCIÓN ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

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

El principal proveedor de materiales y equipos eléctricos es la empresa relacionada COMERCIAL & LOGÍSTICA GENERAL, mientras que la provisión del servicio informático y de comunicaciones es brindado por la empresa relacionada BINARIA. Con ambas existen contratos vigentes para la constante provisión de dichos servicios.

La prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida es prestado principalmente por la empresa relacionada TECNÉT S.A., con la cual existen contratos vigentes.

## Propiedades

Para el desarrollo de sus negocios, CGE DISTRIBUCIÓN arrienda distintos inmuebles, principalmente a la empresa relacionada INMOBILIARIA GENERAL S.A.. Actualmente, CGE DISTRIBUCIÓN es propietaria de 10 inmuebles ubicados en la VII Región, principalmente destinados a oficinas comerciales y bodegas, referidos en la nota número 15 "Propiedades, Plantas y Equipos" de los Estados Financieros.

En septiembre de 2011 la Oficina Central de CGE DISTRIBUCIÓN, se trasladó a AV. Presidente Riesco N°5561, piso 14, pasando a ser su nuevo domicilio legal.



Gestión de personas



06

## Gestión de personas

### Datos generales de la gestión

Durante este año la dotación de personal de CGE DISTRIBUCIÓN pasó de 1.040 a 1.244, colaboradores, lo que representa un incremento en 19,6%, que se explica por el crecimiento de la plataforma de atención a clientes y el refuerzo de procesos de apoyo en los distintos establecimientos.

La dotación de personal de CGE DISTRIBUCIÓN al 31 de diciembre de cada año se conforma de la siguiente manera:

	2010	2011
Gerentes y ejecutivos principales	22	22
Profesionales y técnicos	391	450
Trabajadores administrativos y especializados	627	772
<b>Total de trabajadores</b>	<b>1.040</b>	<b>1.244</b>

Las remuneraciones efectuadas a favor de los Gerentes y Ejecutivos Principales o personal clave CGE DISTRIBUCIÓN durante el ejercicio 2011, ascendieron a MM\$3.178, de los cuales MM\$2.783 correspondieron a remuneraciones fija y MM\$395 a remuneraciones variable, la que incluye principalmente los bonos de gestión aprobados por el Directorio en su sesión N°87 del 21 de enero de 2011. Estos bonos son otorgados producto de la evaluación que el Directorio hace del desempeño de su equipo ejecutivo, evaluación que depende del cumplimiento de los objetivos de la sociedad y del cumplimiento individual.

Un detalle de las remuneraciones del personal clave se encuentra en la nota "Remuneración del Equipo Gerencial" de los Estados Financieros incluidos en la presente memoria.

En el nivel ejecutivo de CGE DISTRIBUCIÓN se efectuaron los siguientes nombramientos:

- En abril, asumió la Gerencia General el señor Cristián Saphores Martínez.
- En agosto fue designado el Gerente de Operaciones Comerciales, el señor Iván Quezada Escobar, quién se desempeñaba como Subgerente de Control de Pérdidas de Energía.
- En octubre se nombró al señor Jorge Carreño Tham, como Subgerente de Control de Pérdidas y Servicio Técnico; al señor Leonardo Lorca Muñoz como Subgerente de Recaudación y Cobranzas; al señor Patricio Turén Arévalo, como Subgerente de Facturación (I); y al señor



José Manuel Rengifo Arostegui, como Subgerente de Mercado Eléctrico.

Por otra parte, renunciaron a sus cargos ejecutivos, los señores Mario Donoso Aracena, Gerente General; Manuel Crisóstomo Solar, Gerente Zonal Talca; y Mario Rubio Mordojovich, Gerente de Planificación y Normas.

### Reclutamiento y selección

En el año 2011 se siguió trabajando en profundizar la relación con diversos entes educacionales para el reclutamiento y atracción de talentos. En este sentido destacan:

- La Gerencia de Gestión de Personas, a través de su Departamento de Selección y Desarrollo asistió a la feria laboral INACAP, desarrollada en Santiago y Rancagua.
- Participación en la premiación a los mejores titulados de Ingeniería de Ejecución Eléctrica y Civil Eléctrica en la Universidad de Santiago de Chile, actividad en la que se participó junto a la Gerencia de Ingeniería y Operaciones de la Empresa.

### Capacitación

Durante el año 2011 se dictaron alrededor de 45.801 horas de capacitación (244 cursos), con 43 horas promedio por persona gran parte de ellas dedicadas a implementar el proyecto Mejora de Experiencia de Clientes (MEC), orientado a fortalecer la claridad, oportunidad y veracidad de la información entregada a los clientes.

Se benefició a 105 personas con becas de estudio generales y de excelencia, impulsando el crecimiento profesional de los colaboradores para que logren enfrentar los desafíos del negocio, con herramientas actualizadas y demostrando las competencias requeridas para el cargo.

Por otra parte, también se otorgaron 4 Becas Profesionales, orientadas a que ejecutivos y profesionales puedan realizar post títulos, con el fin de continuar desarrollando sus capacidades.

### Gestión del bienestar

El año 2011 el Departamento de Bienestar atendió integralmente las necesidades de los colaboradores y su grupo familiar. En este sentido, los colaboradores participaron en la encuesta de familia y entorno, realizada por la Empresa, cuyos resultados permitieron conocer y priorizar algunas de las acciones de este año.



De esta forma, en el segundo trimestre, se instaló un programa de asistencia al colaborador y su familia, consistente en un servicio profesional de orientación telefónica que atiende consultas de orden psicológico, legal y financiero.

- **Salud:** Al igual que años anteriores se realizó la campaña masiva de vacunación, los programas de medicina preventiva y la gimnasia de pausa en oficinas; todo ello tendientes a mejorar la calidad de vida de los colaboradores.
- **Educación:** Durante el año 2011 el programa de becas de estudios superiores para hijos de trabajadores entregó 460 becas, de las cuales 100 corresponden a becas de excelencia, asignada a aquellos estudiantes de excelente rendimiento académico.
- **Integración:** En el mes de octubre se realizó, en la ciudad de Pucón, las tradicionales olimpiadas convocando a un número importante de deportistas. La camaradería e integración fueron factores preponderantes en esta actividad.

### Prevención de riesgos y medio ambiente

En lo que se refiere a la gestión de la prevención de riesgos y medio ambiente, este año se llevaron a cabo diferentes acciones orientadas a promover el autocuidado y desarrollar la conciencia de seguridad. Ello mediante una profundización sistemática del análisis de incidentes y accidentes para a partir de ello, revisar y adoptar métodos de trabajo que garanticen una labor segura.

Debido al correcto y ejemplar desarrollo de estas iniciativas, CGE DISTRIBUCIÓN recibió las siguientes distinciones del Consejo Nacional:

- Premio "EXCELENCIA EN PREVENCIÓN DE RIESGOS", por lograr tasa de frecuencia de accidentes cero durante dos o más años consecutivos.
- Premio "CONSEJO NACIONAL DE SEGURIDAD", por lograr la más baja tasa de frecuencia en su grupo-categoría.

Además, la Asociación Chilena de Seguridad distinguió al señor Esteban Hund Villagra, Gerente Zonal Temuco, con el premio "Ejecutivo Eficaz", reconocimiento - otorgado a nivel nacional - por sus iniciativas tendientes a fomentar la cultura preventiva al interior de la Empresa y por el acercamiento con los colaboradores para mejorar la seguridad y salud ocupacional.



Por otra parte cabe destacar las capacitaciones realizadas por el Departamento de Prevención de Riesgos y Medioambiente al personal propio y trabajadores de contratistas, efectuadas con relatores internos y apoyo de la Asociación Chilena de Seguridad.

Adicionalmente destaca el desarrollo de la Semana de Prevención de Riesgos Laborales, lideradas por los Grupos de Prevención de Riesgos (GPR) y Comités Paritarios de Higiene Seguridad y de Faena, instancia de difusión y apoyo de la labor de prevención hacia la comunidad, personal propio y contratistas.

En lo que se refiere a la tasa de siniestralidad efectiva de accidentes del trabajo y enfermedades profesionales, cabe destacar que de acuerdo a lo establecido en el Decreto Supremo N°67 del Ministerio del Trabajo y Previsión Social, CGE DISTRIBUCIÓN mantendrá la cotización adicional en 0% durante el período de enero 2012 a diciembre de 2013.

### Relaciones laborales

Marcado por la disposición a encontrar acuerdos, en un clima de respeto y confianza mutua, se finalizó exitosamente el proceso de negociación colectiva con los seis sindicatos, cuyos contratos vencían en agosto de 2011.

Con la suscripción de estos contratos, cuya vigencia será hasta agosto de 2014, quedó de manifiesto el alto espíritu de las partes por compartir una visión de largo plazo y con ello dar estabilidad, duración y cohesión a las relaciones entre Empresa y Trabajadores.

Los principales acuerdos pactados significaron principalmente mejores beneficios en el ámbito social:

- Consolidar los sistemas de auxilio por enfermedades catastróficas.
- Aumentar los fondos destinados a las becas de trabajadores y sus hijos.
- Instalar un mecanismo de ahorro previsional destinado a mejorar las futuras pensiones.

Adicionalmente se acordó un nuevo modelo de participación por resultados, que permitirá alinear los objetivos estratégicos de la Empresa con metas individuales de desempeño.





Gestión técnica



## Gestión técnica

Durante el año 2011, CGE DISTRIBUCIÓN invirtió MM\$23.403 en su infraestructura eléctrica destinados principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía, disminución de pérdidas eléctricas y calidad de suministro eléctrico.

En el ámbito operacional, se ha continuado con la aplicación de técnicas de trabajo con líneas eléctricas energizadas, además de contar con una adecuada cobertura de atención de emergencias mediante servicios especializados proporcionados por diversas empresas contratistas.

Por su parte, el personal técnico de toda la empresa cumplió una meritoria labor en la mantención y recuperación del servicio eléctrico durante las faenas en terreno, donde los trabajos preventivos y correctivos fueron ejecutados con prontitud y eficiencia.

## Inversiones en distribución

Los planes de inversión se elaboran anualmente con el objeto de satisfacer el abastecimiento de demanda de energía de los clientes, reducir pérdidas y cumplir con las exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio.

Durante el año 2011, CGE DISTRIBUCIÓN realizó diversas inversiones en su infraestructura eléctrica, destinados principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía, disminución de pérdidas eléctricas y calidad de suministro contemplada en el marco regulatorio. La inversión total alcanzó a MM\$23.403.

La expansión del sistema eléctrico durante el ejercicio se puede resumir en las siguientes cifras:

Líneas de media tensión propias	71 km
Líneas de baja tensión propias	196 km
Cantidad de transformadores de MT/BT	245
Potencia agregada en transformadores MT/BT	74 MVA

El plan de inversiones contempló la ejecución de 4.120 proyectos, distribuidos en obras para nuevos clientes, trabajos de ampliación y mejoramiento de las redes de distribución eléctrica, medidores y equipos eléctricos.

Entre las iniciativas ejecutadas durante este período, destacan por su importancia para el suministro de las zonas de concesión, el refuerzo de 37 alimentadores de distribución, la construcción de un nuevo alimentador de media tensión, instalación de 20 reconectores. Se concretó la última etapa del cambio de voltaje de 13,2 a 15 kV de la red de media tensión de la comuna Molina de la provincia Curicó, generando una reducción de pérdidas eléctricas y mejorando la capacidad y la calidad de suministro de la red.

En conformidad con la planificación de la expansión del sistema primario, durante el año 2011 la empresa relacionada TRANSNET realizó aumentos de potencia en las subestaciones de poder Tuniche 66/15 kV de 12,5 a 18,7 MVA, S/E Las Cabras 66/15 kV de 10 a 19 MVA y S/E Pucón de 13 a 30 MVA lo que en conjunto permitió a CGE DISTRIBUCIÓN incorporar y reforzar circuitos de media tensión, destinados a atender el crecimiento de los consumos, reducir las pérdidas técnicas y mejorar la continuidad de suministro.

En los proyectos de innovación, destaca la segunda etapa de Instalación de Detectores de Ausencia de Tensión (UDAT) en el sistema de distribución, con el objetivo de tener en los Despachos Zonales alertas tempranas de pérdida de voltaje producto de cortes de líneas de media tensión en sectores lejanos o de difícil acceso.

### Infraestructura eléctrica

Al 31 de diciembre de 2011 CGE DISTRIBUCIÓN contaba con las siguientes instalaciones:

Líneas de media tensión	10.465 kmv
Líneas de baja tensión	14.364 km

La infraestructura eléctrica incluye 24.482 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 2.199 MVA, y abastece a 11.507 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 2.042 MVA.

### Calidad de suministro

Para el período diciembre 2010 a noviembre 2011, los indicadores de continuidad de suministro, cuya función es controlar y supervisar uno de los aspectos de la calidad de servicio recibida por los clientes, mostraron el siguiente desempeño:

Frecuencia media de interrupción	6,2 interrupciones/año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	10,4 horas/año

En el ámbito propio de la distribución, esto es, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión y las fallas por causa de fuerza mayor, los índices para el período referido son los siguientes:

Frecuencia media de interrupción	1,9 interrupciones/año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	4,2 horas/año

Los niveles de continuidad de suministro anteriormente indicados equivalen a una disponibilidad media de 99,95% de la red de distribución y de 99,88% a nivel del sistema total.



### **Compensaciones por interrupciones de suministro ocurridas en la red de distribución**

Considerando aquellas interrupciones ocurridas en la red de distribución y de responsabilidad de CGE DISTRIBUCIÓN, en conformidad con lo establecido en el Artículo 16b de la Ley N°18.410 y a lo instruido por la SEC en sus Oficios Circulares N°2.341 y 2.342, ambos de fecha 30 de abril de 2004, durante el año 2010 se continuó realizando el pago de compensaciones a los clientes regulados por la energía no suministrada, a consecuencia de dichas interrupciones de suministro que superaron los valores permitidos por el Reglamento Eléctrico.

Durante el 2011 se abonaron en las cuentas de clientes un total de MM\$174. La cantidad de clientes compensados mensualmente fue de aproximadamente 16.000 clientes, equivalentes al 1,2% del total de clientes de CGE DISTRIBUCIÓN.

### **Control de riesgos ambientales en transformadores de distribución**

En el ámbito del control de los riesgos ambientales asociados al traslado y almacenamiento de transformadores de distribución, CGE DISTRIBUCIÓN ha establecido el procedimiento de calificación de estos equipos para su reutilización, mantenimiento, almacenamiento y enajenación.

El objetivo de esta instrucción es contar con un procedimiento de calificación del estado de transformadores de distribución en el ámbito del mantenimiento, apoyo logístico y prevención de derrames de aceite.

### **Plan de evaluación de integridad de instalaciones eléctricas**

Mediante los Oficios N°10.013 del 5 de octubre de 2010 y N°1.457 del 24 de febrero de 2011, SEC instruyó a las empresas distribuidoras desarrollar un plan de evaluación de la integridad de las instalaciones eléctricas, en relación a las posibles secuelas en la red de los efectos del terremoto del 27 de febrero de 2010, así como para evaluar las condiciones de riesgo ante un futuro fenómeno de similar magnitud.

Durante el año 2011 CGE DISTRIBUCIÓN desarrolló esta actividad, la que contó con un informe de auditoría independiente especializada, concluyendo que las instalaciones presentan niveles de riesgos bajos - y medios en menor medida - ante un sismo de gran magnitud, y actualmente la red no presenta potenciales puntos de fallas atribuibles a secuelas del terremoto del año 2010.

La auditoría también certificó ante SEC que los planes de prevención y mitigación de riesgos con los que opera la empresa, constituyen controles categorizados como efectivos para preservar la integridad de las instalaciones.

### **Reducción de voltaje por decreto de racionamiento**

El 17 de febrero de 2011 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto de Racionamiento del Ministerio de Energía, el cual dispuso medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central. Entre tales medidas, la reducción de voltaje en redes de distribución permite inducir una reducción del consumo, siendo su límite de aplicación reducciones de hasta un 10% en zonas urbanas y 12,5% en zonas rurales en baja tensión, y hasta un 8% y 10% respectivamente para media tensión.

Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ordenó mediante Resolución

Exenta N°519 del 18 de febrero de 2011, proceder con la aplicación de dicha reducción de voltaje, para lo cual CGE DISTRIBUCIÓN aplicó las acciones para cumplir con lo instruido, sin afectar la calidad de suministro de los clientes finales.

Con fecha 22 de agosto de 2011, mediante Decreto N°26 del Ministerio de Energía, se prorrogó la vigencia del Decreto de Racionamiento hasta abril de 2012.

### **Conexión de pequeños medios de generación distribuídos**

De acuerdo al marco regulatorio vigente, CGE DISTRIBUCIÓN debe permitir la conexión a sus redes de distribución de pequeñas centrales de generación, denominadas Pequeños Medios de Generación Distribuidos o PMGD, entendiéndose como tales aquellos medios cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW.

Durante el año 2011 se conectó al sistema de distribución de CGE DISTRIBUCIÓN el PMGD HBS Energía, ubicado al norte de la ciudad de Los Ángeles. HBS Energía utiliza como medio de generación una planta de biomasa e inyecta al sistema una potencia de 1,1 MW, lo que contribuye a la reducción de pérdidas técnicas de la red y mejora los perfiles de voltaje del circuito de conexión.

### **Robo de conductores**

En el presente período, CGE DISTRIBUCIÓN ha sido víctima de robos por 7 toneladas de cobre, con un daño patrimonial directo de MM\$58. Estos delitos también han generado problemas de continuidad de suministro a los clientes y daño en artefactos e instalaciones de propiedad de los consumidores. Además, estos ilícitos se traducen en un deterioro de la calidad de suministro, la seguridad del servicio, la seguridad pública y vial en calles y caminos. A esto se agrega en forma importante el riesgo vital que representan dichos robos para quienes los perpetraron.

Frente a esta situación, CGE DISTRIBUCIÓN continuó aplicando durante el ejercicio 2011 un conjunto de iniciativas permanentes destinadas a combatir este flagelo. Entre ellas destacan el uso de tecnologías que remplazan el cobre, la ejecución de planes coordinados con el Ministerio del Interior, Carabineros e Investigaciones y un trabajo conjunto con una asesoría especializada para lograr una mayor efectividad en el procesamiento de estos ilícitos. A ello se suman diversas acciones realizadas en conjunto con la industria, a través de Empresas Eléctricas AG.

Estas acciones contribuyeron a reducir en forma importante la cantidad de material sustraído, en comparación con las 15 toneladas que registró el año 2010.

### **Determinación en la huella de carbono**

En el marco de la responsabilidad social empresarial, el Grupo CGE está llevando a cabo la determinación de la Huella de Carbono Corporativa (HCC), actividad que tiene como propósito realizar planes de trabajo para el seguimiento, determinación y mitigación de las emisiones de CO<sup>2</sup> que son de responsabilidad directa de sus empresas.

En este contexto, CGE DISTRIBUCIÓN en el transcurso del año realizó el levantamiento de la información necesaria para determinar la huella de carbono año 2009. Para concluir este proceso, resta la etapa de verificación de la información, la que será realizada por una consultora externa en marzo del año 2012.



DISTRIBUCION

## Declaración de responsabilidad

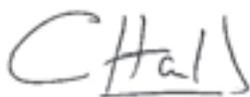
En conformidad a la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en la presente Memoria Anual:



**Francisco Marín Estévez**

RUT: 2.773.387-5

Presidente



**Carlos Hornauer Herrmann**

RUT: 6.561.811-7

Vicepresidente



**Francisco Marín Jordán**

RUT: 8.351.571-6

Director



**Cristian Neuweiler Heinsen**

RUT: 6.562.488-5

Director



**Pablo José Pérez Cruz**

RUT: 6.441.732-0

Director



**Pablo Guarda Barros**

RUT: 6.896.300-1

Director



**Gonzalo Rodríguez Vives**

RUT: 6.376.813-8

Director



**Cristián Saphores Martínez**

RUT: 7.052.000-1

Gerente General



# Informes financieros



08

## Estado de situación financiera clasificado

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010

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

Activos	Nota	31.12.2011	31.12.2010
		M\$	M\$
<b>Activos corrientes</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	4.508.161	4.261.755
Otros activos no financieros	11	248.867	210.444
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	7	166.025.513	201.962.570
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	1.505.386	229.342
Inventarios	9	154.403	759.508
Activos por impuestos	10	2.096.940	5.676.986
<b>Total activos corrientes</b>		<b>174.539.270</b>	<b>213.100.605</b>
<b>Activos no corrientes</b>			
Derechos por cobrar	7	14.424.487	15.805.139
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	126.910	164.781
Plusvalía	13	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo	15	335.937.611	329.448.368
Propiedad de inversión	14	466.984	0
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>455.696.046</b>	<b>450.158.342</b>
<b>Total activos</b>		<b>630.235.316</b>	<b>663.258.947</b>

## Estado de situación financiera clasificado

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010

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

Patrimonio y pasivos	Nota	31.12.2011	31.12.2010
		M\$	M\$
<b>Pasivos corrientes</b>			
Pasivos financieros	17	62.725.513	56.521.745
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	53.439.376	51.155.090
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	28.794.530	43.825.897
Otras provisiones	19	1.772.584	2.129.760
Otros pasivos no financieros	21	1.859.956	1.371.667
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>148.591.959</b>	<b>155.004.159</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>			
Pasivos financieros	17	194.819.166	194.331.690
Pasivos por impuestos diferidos	16	3.442.610	7.065.752
Provisiones por beneficios a los empleados	20	9.678.846	11.080.363
Otros pasivos no financieros	21	212.844	1.042.971
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>208.153.466</b>	<b>213.520.776</b>
<b>Total pasivos</b>		<b>356.745.425</b>	<b>368.524.935</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital emitido	22	190.294.959	190.294.959
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	8.607.632	25.530.635
Primas de emisión	22	1	1
Otras reservas	22	74.587.299	78.908.417
<b>Total patrimonio</b>		<b>273.489.891</b>	<b>294.734.012</b>
<b>Total patrimonio y pasivos</b>		<b>630.235.316</b>	<b>663.258.947</b>

## Estado de resultado por función

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010  
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de resultado por función	Nota	01.01.2011 31.12.2011	01.01.2010 31.12.2010
		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	23	632.019.271	605.322.557
Costo de ventas	24	(578.123.905)	(534.529.041)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>53.895.366</b>	<b>70.793.516</b>
Otros ingresos, por función	23	2.131.542	63.228
Gasto de administración	24	(59.399.098)	(44.498.524)
Otros gastos, por función	24	(2.102.206)	(1.450.884)
Otras ganancias (pérdidas)	24	1.798.416	1.213.113
Ingresos financieros	25	3.161.549	1.930.819
Costos financieros	25	(12.555.965)	(10.101.456)
Diferencias de cambio	25	(34)	0
Resultados por unidades de reajuste	25	(7.051.020)	(4.135.441)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>(20.121.450)</b>	<b>13.814.371</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	26	2.423.173	(1.715.936)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>(17.698.277)</b>	<b>12.098.435</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		(17.698.277)	12.098.435
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>(17.698.277)</b>	<b>12.098.435</b>
<b>Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)</b>			
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas	27	(142,23)	102,35
<b>Ganancia (pérdida) por acción básica</b>		<b>(142,23)</b>	<b>102,35</b>

## Estado de resultado integral

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010  
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de resultado integral	Nota	01.01.2011	01.01.2010
		31.12.2011	31.12.2010
		M\$	M\$
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>(17.698.277)</b>	<b>12.098.435</b>
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		792.703	535.821
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>792.703</b>	<b>535.821</b>
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación</b>			<b>30.547.974</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>792.703</b>	<b>31.083.795</b>
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		(148.834)	(77.013)
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral		0	(5.206.902)
<b>Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral</b>		<b>(148.834)</b>	<b>(5.283.915)</b>
<b>Otro resultado integral</b>		<b>643.869</b>	<b>25.799.880</b>
<b>Total resultado integral</b>		<b>(17.054.408)</b>	<b>37.898.315</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(17.054.408)	37.898.315
<b>Total resultado integral</b>		<b>(17.054.408)</b>	<b>37.898.315</b>

## Estado 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	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio total
			Superavit de revaluación	Reservas de coberturas de flujo de caja	Otras reservas	Total reservas		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01.01.2011	190.294.959	1	69.575.617	(764.829)	10.097.629	78.908.417	25.530.635	294.734.012
<b>Cambios en patrimonio</b>								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)							(17.698.277)	(17.698.277)
Otro resultado integral				643.869		643.869		643.869
Resultado integral								(17.054.408)
Dividendos							(4.189.713)	(4.189.713)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			(4.964.987)			(4.964.987)	4.964.987	
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(4.964.987)</b>	<b>643.869</b>	<b>0</b>	<b>(4.321.118)</b>	<b>(16.923.003)</b>	<b>(21.244.121)</b>
<b>Saldo final al 31.12.2011</b>	<b>190.294.959</b>	<b>1</b>	<b>64.610.630</b>	<b>(120.960)</b>	<b>10.097.299</b>	<b>74.587.299</b>	<b>8.607.632</b>	<b>273.489.891</b>

## Estado 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	Primas de emisión	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio total
			Superávit de revaluación	Reservas de coberturas de flujo de caja	Otras reservas	Total reservas		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01.01.2010	160.272.138	1	46.818.780	(1.223.637)	10.097.629	55.692.772	24.796.880	240.761.791
<b>Cambios en patrimonio</b>								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)							12.098.435	12.098.435
Otro resultado integral			25.341.072	458.808		25.799.880		25.799.880
Resultado integral								37.898.315
Emisión de patrimonio	30.022.821							30.022.812
Dividendos							(13.948.915)	(13.948.915)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			(2.584.235)			(2.584.235)	2.584.235	
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>30.022.821</b>	<b>0</b>	<b>22.756.837</b>	<b>458.808</b>	<b>0</b>	<b>23.215.645</b>	<b>733.755</b>	<b>53.972.221</b>
<b>Saldo final al 31.12.2010</b>	<b>190.294.959</b>	<b>1</b>	<b>69.575.617</b>	<b>(764.829)</b>	<b>10.097.629</b>	<b>78.908.417</b>	<b>25.530.635</b>	<b>294.734.012</b>

## Estado 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	Nota	01.01.2011 31.12.2011	01.01.2010 31.12.2010
		M\$	M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		796.718.310	617.222.818
Otros cobros por actividades de operación		110.002.339	58.946.644
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(826.326.687)	(706.672.909)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(24.258.940)	(21.643.481)
Pagos por actividades de la operación		(3.605.683)	(15.086.703)
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>			
Intereses pagados		(447.504)	(1.493.460)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		2.132.868	(3.505.458)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>54.214.703</b>	<b>(72.232.549)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
<b>Actividades de inversión</b>			
Compras de propiedades, planta y equipo		(28.432.914)	(21.809.723)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(28.432.914)</b>	<b>(21.809.723)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
<b>Actividades de financiación</b>			
Importes procedentes de la emisión de acciones		0	30.022.821
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		64.198.402	53.824.331
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		10.000.000	51.931.671
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>		<b>74.198.402</b>	<b>105.756.002</b>
Préstamos de entidades relacionadas		938.324.700	861.045.709
Pagos de préstamos		(75.420.240)	(36.584.009)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(948.573.000)	(846.157.061)
Dividendos pagados		(4.184.780)	(13.948.915)
Intereses pagados		(9.880.465)	(6.968.485)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(25.535.383)</b>	<b>93.166.062</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>		<b>246.406</b>	<b>(876.210)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio		4.261.755	5.137.965
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio</b>	<b>5</b>	<b>4.508.161</b>	<b>4.261.755</b>

**CGE DISTRIBUCION S.A.**  
**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS**  
**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011.**

---

**1.- INFORMACION GENERAL.**

CGE Distribución S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”).

CGE Distribución S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social en Avenida Presidente Riesco N° 5561 piso N° 014 en la ciudad de Santiago, 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° 0841 y cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

La emisión de estos estados financieros correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011, fue aprobada por el Directorio en Sesión ordinaria N° 100 de fecha 01 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 se detallan a continuación. Estas políticas han sido aplicadas uniformemente en los ejercicios presentados, a menos que se indique lo contrario.

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

Los presentes estados financieros de CGE Distribución S.A., han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, plantas y equipos y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados).

En la preparación de los estados financieros se han utilizado las políticas emanadas desde Compañía General de Electricidad S.A.

En la preparación de los estados financieros 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 se describen en la Nota N° 4.

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

## **2.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.**

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2011:

- 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.
- 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.
- 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 justos.
- 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.
- 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 períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- 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 períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.

- 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 períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- 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 diferencia entre el valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.
- 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.

La adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones descritas no tiene un impacto en los estados financieros de la Sociedad.

### **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.**

- 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 propiedades de 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.
- 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.
- 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 a la Sociedad.

- 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 en los estados financieros de la Sociedad.
- 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 la sociedad 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.
- 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. La sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. El Grupo CGE no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.
- 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. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 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. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 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. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 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. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

- NIC 28 “Inversiones en asociadas y joint ventures”. 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. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.
- 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.
- CINIIF 20 ““StrippingCosts” en la fase de producción de minas a cielo abierto” Emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “StrippingCosts” 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 “StrippingCosts” 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 de la Sociedad 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 a la Sociedad no tendrán un impacto significativo en el período de su primera aplicación.

## **2.4.- Transacciones en moneda extranjera.**

### **2.4.1.- Moneda funcional y de presentación.**

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad, se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional y de presentación de CGE Distribución S.A. es el peso chileno.

### **2.4.2.- 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.

Las diferencias de cambio sobre activos financieros mantenidos a valor razonable con cambios en resultados, en caso de existir, se presentan como parte de la ganancia o pérdida en el valor razonable.

Las diferencias de cambio sobre dichos instrumentos clasificados como operaciones de cobertura de flujos, se incluyen en el patrimonio neto en la reserva correspondiente, y son reflejados, de acuerdo con NIC 1, en el estado de resultados integrales, reciclando a resultados la porción devengada, cuando la partida cubierta impacta resultados.

#### 2.4.3.- 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
31-12-2010	468,01	21.455,55
31-12-2011	519,20	22.294,03

CL \$ : Pesos chilenos

US \$ : Dólar estadounidense

U.F. : Unidades de fomento

#### 2.5.- 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, esta información se detalla en Nota N° 28.

#### 2.6.- Propiedades, plantas y equipos.

Los terrenos y edificios de la Sociedad, 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 de distribución eléctrica, 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 ó superávit por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integrales.

El resto de las propiedades, planta y equipo, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico 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 del activo fijo 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 incurrían.

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

- Gastos financieros relativos al financiamiento externo que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específico como genérico. En relación al financiamiento genérico, 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 reservas 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) acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de las propiedades, plantas y equipos se calcula usando el método lineal para asignar sus costos o importes revalorizados a sus valores residuales sobre sus vidas útiles técnicas estimadas.

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 los estados 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 reservas o superávit de revaluación, se traspasan a ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

## **2.7.- Activos intangibles.**

### **2.7.1.- Menor valor o plusvalía comprada (goodwill).**

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de las ex subsidiarias Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. y la Empresa Eléctrica del Sur S.A.

El goodwill se somete a pruebas de deterioro anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro.

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.

### **2.7.2.- Servidumbres.**

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. La explotación de dichos derechos en su mayoría 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.

### **2.7.3.- 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 la Sociedad 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.

### **2.7.4.- Gastos de investigación y desarrollo.**

Los gastos de investigación, en caso de existir, 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 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.

Si hubiese 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 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.

#### **2.8.- Costos por intereses.**

Los costos por intereses incurridos para la construcción de cualquier activo fijo calificado de acuerdo a la NIC 23, 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).

#### **2.9.- 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.

#### **2.10.- Activos financieros.**

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados y préstamos y cuentas por cobrar. 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.

#### 2.10.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado.

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultado 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.

#### 2.10.2.- 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 de 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 equivalente en el estado de situación financiera.

#### Reconocimiento y Medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad 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 la Sociedad ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y ventajas derivados de su titularidad.

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.

La Sociedad 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.

#### 2.11.- Instrumentos financieros derivados y actividades 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 valor razonable a cada cierre. 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. La Sociedad puede designar sus derivados como:

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos (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
- Derivados a valor razonable a través de ganancias y pérdidas.

La Sociedad, 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 en la NIC 39.

#### 2.11.1.- 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 relacionadas con la porción efectiva de permutas de interés (“swaps”) que cubren préstamos a tasas de interés fijas se reconocen en el estado de ganancias y pérdidas como “costos financieros”.

La ganancia o pérdida relacionadas 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.

#### 2.11.2.- 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 reconoce en el patrimonio a través de otros resultados integrales. La ganancia o pérdida relativa a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados por función.

Los montos acumulados en el patrimonio neto, se reciclan al estado de resultados por función, en los períodos 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 activos fijos.

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 por función. 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 por función.

#### 2.11.3.- 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.

### 2.12.- Inventarios.

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

El costo de construcción de obras eléctricas para terceros y de las obras propias en curso, 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. No se incluye los costos por intereses.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado o contrato de construcción de corresponder.

### 2.13.- 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 vencimiento 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 la Sociedad, 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 provisión, y el monto de la pérdida se reconoce con

cargo al estado de resultados por función. 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 con crédito al rubro gastos de administración en el estado de resultados.

**2.14.- 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 Pasivo Financiero en el pasivo corriente.

**2.15.- 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.

**2.16.- Cuentas 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.

**2.17.- 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 por función durante la vida 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 la Sociedad tenga el derecho incondicional de diferir su liquidación, durante al menos 12 meses después de la fecha del estado de situación financiera.

**2.18.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.**

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

El cargo por impuesto a la renta corriente se calcula sobre la base de las leyes tributarias vigentes a la fecha del estado de situación financiera.

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios, que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas aprobadas o a punto de aprobarse en la fecha del estado 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.

## **2.19.- Beneficios a los empleados.**

### **2.19.1.- Vacaciones del personal.**

La Sociedad 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.

### **2.19.2.- Beneficios post jubilatorios.**

La Sociedad mantiene 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 valorización de compra de salida ("buy-out valuation").

### **2.19.3.-Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).**

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal. 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.

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.

#### 2.19.4.- Otros beneficios por cese de la relación laboral.

Los beneficios por cese que no califican con lo descrito en el punto 2.19.3.- 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. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometida, ya sea:

- A poner fin a la relación laboral de empleados de acuerdo a un plan formal detallado sin posibilidad de renuncia; o
- 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.

#### 2.19.5.- Premios de antigüedad.

La Sociedad hasta el 31 de diciembre de 2010, tenía establecido 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 reconocía en base a estimaciones actuariales. Las ganancias y pérdidas derivadas de los cálculos actuariales se reflejaron en los resultados del ejercicio 2010. En el contrato colectivo que rige a contar del 1 de septiembre de 2011 el beneficio mencionado fue reemplazado por una asignación mensual.

#### 2.19.6.- Participación en las utilidades.

La Sociedad, 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 la Sociedad.

## **2.20.- Provisiones.**

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligada 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:

- La Sociedad 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 de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha del estado 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 costo financiero.

## **2.21.- Subvenciones estatales.**

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

Las subvenciones estatales relacionadas con costos, se difieren como pasivo y se reconocen en el estado de resultados por función, durante el período necesario para correlacionarlas con los costos que pretenden compensar. Las subvenciones estatales relacionadas con la adquisición de propiedades, plantas y equipos, 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.

## **2.22.- 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.

## **2.23.- Reconocimiento de ingresos.**

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

La Sociedad, reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, 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.

#### 2.23.1.- Ventas de electricidad.

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

#### 2.23.2.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen, cuando la Sociedad 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 la Sociedad 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. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

#### 2.23.3.- Ingresos por intereses.

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

### 2.24.- 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.

## **2.25.- Distribución de dividendos.**

Los dividendos a pagar a los accionistas de la Sociedad se reconocen como un pasivo en los estados financieros en el ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas de la Sociedad 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.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.**

La Sociedad enfrenta diversos riesgos, inherentes a la actividad que desarrolla en el mercado de la distribución de electricidad, como son los cambios en los marcos regulatorios, modificaciones en las condiciones del mercado económico-financiero o de las políticas monetarias de la autoridad, restricciones medioambientales y casos fortuitos o de fuerza mayor.

### **3.1.- Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía.**

La Sociedad participa en el negocio de distribución de energía eléctrica, abasteciendo a clientes finales ubicados entre las regiones Metropolitana y de la Araucanía. Las principales características de este segmento y sus eventuales factores de riesgos son los siguientes:

#### **3.1.1.- Aspectos regulatorios.**

Los negocios de la Sociedad en Chile están sujetos a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción). El objetivo de dicha Ley es definir un marco regulatorio que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos, de forma tal que el resultado 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, permitió en términos generales, un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada. Asimismo, contribuyó a un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, diversificación de la oferta en generación, e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución. Sin perjuicio de esto, en los últimos años, las barreras de entrada existentes en el mercado de generación y transmisión han influido negativamente los precios y han afectado la oferta de energía.

En lo relativo al segmento de distribución, en el cual la Sociedad desarrolla sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios o clientes regulados, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 kW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas aplicables a clientes regulados son fijadas por la autoridad, mientras que los

precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre.

En relación con la posibilidad de que clientes que se encuentran en el mercado regulado opten por acceder al mercado de los clientes libres, es posible señalar que con las condiciones actuales de precios de generación, no parecen existir incentivos para ello. Además, aunque así fuere, dicha situación no debería representar efectos significativos en los resultados de las empresas concesionarias en la medida en que se acojan a las opciones tarifarias de peajes de distribución existentes.

### 3.1.2.- Mercado de Distribución de Electricidad.

CGE Distribución S.A. distribuye energía eléctrica en las regiones Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, del Biobío y de la Araucanía y abastece a 1.354.777 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 6.713 GWh al cierre del período comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre de 2011.

#### Contratos de Suministro:

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 2008, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos CGE Distribución S.A. contrató 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., acuerdos que 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.

Así, CGE Distribución S.A. ha asegurado el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios, suscribiendo contratos de largo plazo con proveedores cuyas clasificaciones de riesgo, efectuadas por reconocidas empresas del mercado, son bajas, por lo que en esta materia el riesgo se encuentra acotado a esos niveles.

En el mes de julio de 2011, el CDEC-SIC informó a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el retraso en el pago de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia del mes de mayo de 2011, por parte de las empresas Campanario Generación S.A. -empresa proveedora de CGE Distribución S.A.- y Central Tierra Amarilla S.A., agregando que las gestiones de cobranza respectivas no tuvieron resultados positivos.

Después de solicitar antecedentes adicionales, mediante la Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. 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 y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Adicionalmente, en esa resolución se establece que los pagos de los suministros se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y condiciones obtenidas y establecidas en las licitaciones correspondientes.

Por lo anterior, la Superintendencia ha determinado que los consumos abastecidos por Campanario Generación S.A. sean abastecidos por el resto de los generadores del sistema, en las mismas condiciones convenidas originalmente con ella, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por CGE Distribución S.A.

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

#### Demanda:

El crecimiento de la demanda se relaciona con el mejoramiento del ingreso y con el desarrollo tecnológico asociado principalmente, en el sector residencial, a mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos. 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.

Así, es posible concluir que el crecimiento de este mercado está fuertemente vinculado con el crecimiento de la región. En Chile, como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo, en comparación con el de países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante 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 ello, de los correspondientes ingresos. Además, este último riesgo se encuentra acotado si se tiene en cuenta que la experiencia internacional demuestra que para que dichos planes sean efectivos es necesario desacoplarlos de los ingresos de las empresas concesionarias, lo que independiza los ingresos de éstas de las variaciones de consumo que experimenten los clientes.

#### Mercado de Generación:

En el mes de febrero de 2011, fue promulgado un decreto de racionamiento de energía, con vigencia hasta el 31 de agosto de 2011, la cual fue extendida, en el mes de agosto, hasta el 30 de abril de 2012. En este decreto se disponen medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplan facultar a las empresas distribuidoras para promover disminuciones del consumo de electricidad, pactar con sus clientes reducciones de consumo, y suspender el suministro mediante la aplicación de programas de corte, reducir la tensión nominal de suministro en el punto de conexión de sus clientes. Además, se determinó que las generadoras debían pagar a sus clientes cada kilowatt-hora de déficit que efectivamente los haya afectado.

Así, en ese mismo mes, el Ministerio de Energía instruyó a las empresas de distribución de energía eléctrica, que sirven en el área del Sistema Interconectado Central, proceder, en coordinación con las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión, a reducir

la tensión de suministro en el punto de conexión de sus clientes, afectando con ello los niveles de consumo de sus clientes.

Por cierto, es claro que la escasez en la oferta de energía afecta las ventas de las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, y con ello, sus resultados.

Al respecto, si bien la situación referida está fuertemente condicionada por las condiciones hidrológicas existentes, no siendo posible asegurar que ellas no se repitan en el futuro, y por las restricciones de capacidad en los sistemas de transmisión, las condiciones existentes permiten estimar que el riesgo asociado a la aplicación de programas de corte es acotado.

### 3.1.3.- Precios.

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de un 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 Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327-1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

#### Valor Agregado de Distribución:

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el 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 las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. 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, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de las 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 considera:

Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;

Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;

Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización, igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, CNE 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 Energía. Actualmente, 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 en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la 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.

Precios de Servicios Asociados al Suministro:

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 asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto N° 341 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de fecha 12 de diciembre de 2007, publicado en el Diario Oficial del 10 de marzo de 2008.

En dicho reglamento se establece que la revisión y determinación de nuevas tarifas de servicios no consistentes en suministro de energía que se efectúe con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, debe hacerse sobre la base de los estudios de costos del valor agregado de distribución y de criterios de eficiencia, debiendo ser plenamente coherentes. Dicha coherencia se funda en el hecho que una misma empresa es la que provee el servicio de distribución y los servicios no consistentes en suministro de energía, lo que debe reflejarse en los estudios que se realicen.

Para dar cumplimiento a lo anterior, 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. El resultado del estudio contratado debe contar con capítulos plenamente identificables y auto-contenidos, uno referido a los costos del valor agregado de distribución y otro a la estimación tarifaria de los servicios no consistentes en suministro de energía.

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual el sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

Sobre esta materia, el 26 de noviembre de 2011, como resultado de una investigación efectuada a solicitud de algunos parlamentarios y consumidores, la Fiscalía Nacional Económica solicitó al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia que se califiquen como sujetos a fijación de precios de los siguientes servicios: arriendo de equipos de medida electrónicos, reubicación de empalmes y equipos de medida, cambio de acometida por concéntrico, reparación de empalmes, emisión de boleta solicitada por cliente fuera del proceso de facturación, instalación de empalmes provisorios, arriendo de empalmes provisorios, certificado de suministro, certificado de urbanización, recaudación en terreno, intervención de tendido eléctrico y redes de distribución. Adicionalmente, solicitó que se proponga al Presidente de la República, a través del Ministerio de Energía, la dictación de los preceptos legales y reglamentarios para establecer que los ingresos originados por la prestación de servicios asociados al uso de infraestructura u otros costos fijos de las distribuidoras sean considerados en la determinación de sus tarifas.

Respecto de dicha solicitud, la Sociedad estima que no tiene efectos materiales relevantes ya que los volúmenes prestados de esos servicios son muy menores, con excepción del servicio de arriendo de equipos de medida electrónicos, en cuyos subtipos más masivos se aplican los precios regulados de por arriendo de medidores electromecánicos. Además, los precios de los servicios asociados al suministro son determinados marginalmente, respecto del valor agregado de distribución, por lo que en su tarificación no se considera activos importantes.

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.

### 3.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE Distribución, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de 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 en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, 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.

#### 3.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

Debido a que los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE son fundamentalmente en pesos, Compañía General de Electricidad, matriz de CGE Distribución S.A., ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Al cierre del 31 de diciembre de 2011, la deuda financiera de CGE Distribución S.A. alcanzó a M\$ 257.544.679, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

No existen activos significativos que estén afectos a tipo de cambio.

La clasificación de la deuda financiera según la moneda al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 se muestra a continuación:

31-12-2011	M\$	%
Deuda en pesos o UF	231.474.226	90%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	26.070.453	10%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>257.544.679</b>	<b>100%</b>

31-12-2010	M\$	%
Deuda en pesos o UF	227.355.393	91%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	23.498.042	9%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>250.853.435</b>	<b>100%</b>

Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de US\$ 50 millones, sobre la que ha optado por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda

expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaria está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

Al cierre del 31 de diciembre, el valor del dólar observado alcanzó a \$ 519,2 es decir, un 10,94% superior al valor de cierre al 31 de diciembre de 2010, fecha en que alcanzó un valor de \$468,01. Los valores máximos y mínimos que alcanzó el dólar observado fueron \$533,74 y \$455,91 respectivamente.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad para determinar el potencial efecto que tendría en los resultados de la Compañía debido a la variación del tipo de cambio, en el evento que no se hubiere aplicado una política de cobertura mediante la contratación del referido Cross Currency Swap.

Escenario				
Fecha	MM US\$	US \$ cierre 521,8 M\$	Con US\$ máx. 522 M\$	Con US\$ min. 456 M\$
Al 31-12-2010	50.000	23.400.500	27.458.500	23.400.500
Al 31-12-2011	50.000	25.960.000	26.687.000	22.795.500
<b>Utilidad (pérdida) por diferencia de cambio</b>		<b>-2.559.500</b>	<b>771.500</b>	<b>605.000</b>

Esta sensibilización entregó como resultado que el efecto en la utilidad de la Compañía podría haber reflejado una utilidad por diferencia de cambio de M\$ 605.000 ó una utilidad de M\$ 711.500 al 31 de diciembre de 2011.

Debido a la política de cobertura determinada por la matriz CGE, la deuda de MUS\$ 50.000 se fijó, al momento de la contratación del Cross Currency Swap, en un valor de UF 1.248.757. Bajo estas circunstancias, el efecto en resultados debido a la variación del valor de la unidad de fomento al 31 de diciembre, alcanzó a una pérdida de M\$1.047.058.

FECHA	UF	M\$
31-12-2010	1.248.757	26.792.768
31-12-2011	1.248.757	27.839.826
<b>Resultado por unidades de reajuste</b>		<b>(1.047.058)</b>

### 3.2.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

La Compañía mantiene el 71% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$ 1.422.684. A su vez, una disminución de 1% en el valor de la UF genera un incremento de M\$ 1.422.684 en el resultado.

### 3.2.3.- 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, CGE Distribución S.A. posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 42% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

31-12-2011	M\$	%
Deuda a tasa fija	82.454.882	32,0%
Deuda a tasa fija mediante a derivados	26.070.453	10,1%
Deuda a tasa variable	149.019.344	57,9%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>257.544.679</b>	<b>100%</b>

31-12-2010	M\$	%
Deuda a tasa fija	107.204.095	43%
Deuda a tasa fija mediante a derivados	23.498.042	9%
Deuda a tasa variable	120.151.298	48%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>250.853.435</b>	<b>100%</b>

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del período bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 1.256.826 de mayor gasto por intereses. Por el contrario si el 100% de la deuda estuviera estructurada a tasa variable, el efecto en resultados del escenario anterior sería M\$ 2.545.690 de mayor gasto.

### 3.2.4.- Riesgo de liquidez y estructura de pasivos financieros.

El riesgo de liquidez en CGE Distribución S.A., 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.

A nivel de nuestra matriz CGE, 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 la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, la Compañía 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.

El reducido riesgo de refinanciamiento, se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo y representa el 28% del total. El 72% de la deuda se ha estructurado a largo plazo mediante bonos y créditos bancarios. El perfil de vencimientos de la deuda financiera por capital e intereses es el siguiente:

M\$ al 31-12-2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	71.416.359	58.150.527	27.767.163	62.945.228	0	220.279.277
Bonos	12.327.109	15.504.972	23.352.446	30.971.046	28.482.656	110.638.229
Efectos de Comercio	10.000.000	0	0	0	0	10.000.000
<b>Total</b>	<b>93.743.469</b>	<b>73.655.499</b>	<b>51.119.609</b>	<b>93.916.274</b>	<b>28.482.656</b>	<b>340.917.506</b>
	27,5%	21,6%	15,0%	27,5%	8,4%	100,0%

M\$ al 31-12-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
Bancos	36.974.316	132.974.357	0	0	0	169.948.673
Bonos	7.397.747	19.020.370	20.396.968	24.327.175	25.801.988	96.944.248
Efectos de Comercio	20.000.000	0	0	0	0	20.000.000
<b>Total</b>	<b>64.372.063</b>	<b>151.994.727</b>	<b>20.396.968</b>	<b>24.327.175</b>	<b>25.801.988</b>	<b>286.892.921</b>
	22,4%	53,0%	7,1%	8,5%	9,0%	100,0%

### 3.2.5.- Determinación del valor razonable de instrumentos financieros.

Como parte del análisis de riesgo, se ha realizado un análisis del valor de mercado que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la empresa al 31 de diciembre de 2011 y 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.

Valor por tipo de deuda	Valor libro deuda al 31-12-2011 M\$	Valor Mercado Deuda al 31-12-2011 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	9.616.931	9.588.666	-0,3%
Bancos	177.324.693	154.214.448	-13,0%
Bonos	70.603.055	75.936.791	7,6%
<b>Total</b>	<b>257.544.679</b>	<b>239.739.905</b>	<b>-7,43%</b>

Valor por tipo deuda	Valor Libro Deuda al 31-12-2010 M\$	Valor Mercado Deuda al 31-12-2010 M\$	Diferencia
Efectos de Comercio	19.106.882	19.181.374	0,4%
Bancos	159.714.811	153.222.755	(4,1%)
Bonos	72.031.742	76.773.679	6,6%
<b>Total</b>	<b>250.853.435</b>	<b>249.177.808</b>	<b>(0,7%)</b>

### 3.2.6.- Riesgo de Crédito.

Los deudores comerciales están constituidos principalmente por deudas de energía de clientes residenciales, acorde a una cartera masiva, distribuida geográficamente en varias comunas y en pequeños montos para cada cliente.

Por otro lado, como se muestra en la siguiente tabla también hay una importante diversificación por tipo de clientes:

Sector al 31-12-2011	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	35%	1.286.743
Industrial	34%	3.514
Comercial	20%	39.824
Otros	11%	24.696
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>1.354.777</b>

Sector al 31-12-2010	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	42%	1.232.075
Industrial	30%	3.689
Comercial	17%	40.700
Otros	11%	24.715
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>1.301.179</b>

El perfil de vencimiento de los deudores comerciales a vencer refleja que el 88% está concentrado en plazos menores a los 3 meses. Por su parte, el 68% del monto de las cuentas vencidas registran una antigüedad inferior a un año, mientras que 44% es menor a los tres meses.

La cobranza de los clientes en mora, es gestionada por las distintas unidades de negocio de la empresa, iniciando la actividad de cobranza a partir del día 46 del vencimiento de su primer documento de cobro y se aplica la suspensión de suministro como herramienta de cobranza definida en la ley.

Para aquellos clientes que permanecen en mora y sin suministro, la empresa realiza gestión de cobranza administrativa y en terreno.

La regulación vigente define que la deuda queda radicada en la propiedad del cliente del servicio eléctrico, limitando de esta forma la probabilidad de incobrabilidad de los créditos.

### **3.3.- Control Interno.**

La Sociedad 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 como también los emanados desde la matriz del Grupo CGE.

CGE Distribución S.A., a partir de enero de 2010, implementó el sistema de gestión y administración integrado SAP, que persigue obtener mejoras y eficiencias significativas en la gestión. Como parte del proceso de estabilización post-implantación, la Sociedad experimentó problemas operativos en sus sistemas de facturación y consecuentemente adoptó las acciones necesarias para lograr la normalización de sus procesos y procedimientos. Los presentes estados financieros por el período terminado al 31 de diciembre de 2011, incluyen todos los efectos conocidos a la fecha derivados de este proceso de estabilización. Asimismo la Administración estima que las regularizaciones en curso que aún se deban completar, no producirán efectos que puedan afectar de manera significativa la posición financiera de la Sociedad.

## **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.

La Sociedad 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.- 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. La Sociedad 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.

### **4.2.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.**

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota N° 2.9.- 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 N° 13.1).

#### 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.

La Sociedad, 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 la Sociedad 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, la Sociedad 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° 20 se presenta información adicional al respecto.

#### 4.4.- Tasaciones de propiedad, plantas y equipos.

La Sociedad efectúa periódicamente retasaciones de parte significativa de sus propiedades, plantas y equipos. Las tasaciones vinculadas con las redes de transmisión y distribución eléctrica son efectuadas tomando como base la metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) 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 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 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.	1.707.670	3.314.360
Saldos en bancos.	2.800.491	947.395
<b>Total</b>	<b>4.508.161</b>	<b>4.261.755</b>

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

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

Conciliación de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	4.508.161	4.261.755
<b>Total</b>	<b>4.508.161</b>	<b>4.261.755</b>

## 6.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

### 6.1.- Activo-Pasivo de Cobertura.

En el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el contrato de permuta de tipo de cambio y tasa de interés (Cross Currency Interest rate Swap), suscrito el 11 de julio de 2008, el cual convierte MUS\$ 50.000 al equivalente de MUF 1.249, fue designado como instrumento de cobertura de los flujos de caja vinculados al pago de la deuda en moneda extranjera detallada en Nota N° 17.

El valor justo de dichos contratos al 31 de diciembre de 2011, asciende a un pasivo de M\$2.234.896.

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2011 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	213.128	0	4.326.679
<b>Total</b>					<b>2.234.896</b>	<b>213.128</b>	<b>0</b>	<b>4.326.679</b>

### 6.2.- 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 cada clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

- Nivel I: Valores o precios de cotización en mercados activos para activos y pasivos idénticos.
- Nivel II: Información ("inputs") provenientes de fuentes distintas a los valores de cotización del Nivel I, pero observables en mercado 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 basan en datos de mercado observables.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

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.	2.234.896	0	0	2.234.896	0
<b>Total</b>	<b>2.234.896</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.234.896</b>	<b>0</b>

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.	213.128	4.326.679	0	4.539.807	0
<b>Total</b>	<b>213.128</b>	<b>4.326.679</b>	<b>0</b>	<b>4.539.807</b>	<b>0</b>

#### 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.	166.252.495	196.044.384	14.424.487	15.805.139
Otras cuentas por cobrar, neto.	2.711.367	5.918.186	0	0
<b>Total</b>	<b>168.963.862</b>	<b>201.962.570</b>	<b>14.424.487</b>	<b>15.805.139</b>

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.	183.576.788	210.277.658	14.424.487	15.805.139
Otras cuentas por cobrar, bruto.	2.711.366	5.918.186	0	0
<b>Total</b>	<b>186.288.154</b>	<b>216.195.844</b>	<b>14.424.487</b>	<b>15.805.139</b>

El detalle del deterioro de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-03-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales.	17.324.292	14.233.274	0	0
<b>Total</b>	<b>17.324.292</b>	<b>14.233.274</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-03-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Saldo inicial.	14.233.274	14.734.761	0	0
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del periodo ó ejercicio.	(2.354.250)	0	0	0
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	5.445.268	(501.487)	0	0
<b>Total</b>	<b>17.324.292</b>	<b>14.233.274</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Efectos en resultados por los ejercicios terminados a diciembre de 2011 y 2010.

Efecto en resultado de la provisión en el período	Saldo al	
	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Deudores comerciales.	5.445.268	(501.487)
<b>Total</b>	<b>5.445.268</b>	<b>(501.487)</b>

El perfil de vencimiento de las cuentas por cobrar por vencer es:

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.	84.234.386	101.278.649	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	5.034.934	7.817.816	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	7.792.728	9.945.420	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	14.424.487	15.805.139
<b>Total</b>	<b>97.062.048</b>	<b>119.041.885</b>	<b>14.424.487</b>	<b>15.805.139</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales vencidos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, son los siguientes:

<b>Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos</b>	<b>31-12-2011</b>	<b>31-12-2010</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Con vencimiento menor de tres meses.	35.543.123	48.202.650
Con vencimiento entre tres y seis meses.	9.622.091	18.104.801
Con vencimiento entre seis y doce meses.	11.931.105	10.060.536
Con vencimiento mayor a doce meses.	32.129.787	20.785.972
<b>Total</b>	<b>89.226.106</b>	<b>97.153.959</b>

El valor justo de deudores y clientes por cobrar no difiere de manera significativa de los saldos presentados en los estados financieros. 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 la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza autorizadas por la reglamentación eléctrica.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte, es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada. La Sociedad no solicita colaterales en garantía.

En materia de energía eléctrica las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en su artículo 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 artículo N°147, se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico, es que podemos concluir que las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial del negocio eléctrico es de riesgo limitado.

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

Las transacciones con entidades relacionadas son de pago/cobro inmediato o a 30 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.

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.

La Sociedad tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, 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\$
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	239	230	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Ventas propiedad, planta y equipo	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	0	27.560	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	204.748	0	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	4.591	40.620	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz	CL\$	53	0	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	7.428	18.497	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	263.440	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	3.184	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	3.714	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	2.918	0	0	0
96.568.740-8	Gasco GP	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	2.531	7.107	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	187.808	7.251	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	466.380	0	0	0
96.837.950-8	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	0	282	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	4.775	0	0	0
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Venta de materiales	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	0	536	0	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	1.592	1.532	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	153.443	129.727	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	157.368	0	0	0
76.348.900-0	Energía del Umari S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	41.174	0	0	0
<b>TOTALES</b>							<b>1.505.386</b>	<b>229.342</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

#### 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\$
76.144.270-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	42.974	0	0	0
76.348.900-0	Energía del Umari S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	0	0	0	0
78.512.190-2	Energía Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	13.529	77.397	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	196.304	1.201.379	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	0	0	0	0
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	0	44.212	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	1.988.805	2.113.702	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz	CL\$	120.512	122.774	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cta. Cle. mercantil	A la vista	Matriz	CL\$	21.470.023	31.718.543	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	87.506	1.132	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	107.227	162.031	0	0
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	1.305.465	61.355	0	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	316.261	0	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	0	0	0	0
96.568.740-8	Gasco GP	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	1.821	411	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Peajes y arriendos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	45.137	99.132	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	78.444	35.730	0	0
96.837.950-8	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	2.537.396	1.747.344	0	0
96.895.660-4	Inversiones El Rauli S.A.	Chile	Arriendos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	0	3.023	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	412.018	271.783	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL\$	0	252.948	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra gas natural	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	13.568	411	0	0
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	0	5.912.590	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	49.194	0	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL\$	7.351	0	0	0
<b>TOTALES</b>							<b>28.794.530</b>	<b>43.825.897</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

A continuación se presentan las operaciones y sus efectos en resultados 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 31-12-2011	Efecto en resultados	01-01-2010 31-12-2010	Efecto en resultados	
						monto	(cargo) / abono	monto	(cargo) / abono	
						M\$	M\$	M\$	M\$	
76.712.700-5	CGE Generación S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	2.363	2.363	2.289	2.289	
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	134.282	(134.282)	221.934	(221.934)	
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	13.082.785	(13.082.785)	9.769.116	(8.940.528)	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	13.173	(13.173)	100	(100)	
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	3.335	3.335	1.515	1.515	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	36.756	36.756	35.602	35.602	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	1.391.772	1.391.772	1.690.033	1.690.033	
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	41.339	(41.339)	6.717	(6.717)	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	22.697	22.697	8.138	8.138	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo casa u oficinas	CL \$	31.206	31.206	29.499	29.499	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	0	0	2.955.166	0	
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	17.815.399	(17.815.399)	16.568.747	(3.288.659)	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios prestados	CL \$	525	525	509	509	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses Cobrados	CL \$	155.496	155.496	0	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	1.045.267	(1.045.267)	889.641	(889.641)	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Arriendos de oficinas	CL \$	198.003	(198.003)	214.459	(214.459)	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	3.472	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	602.577	(602.577)	0	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	938.324.700	0	861.045.709	0	
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	948.573.000	0	846.157.061	0	
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	73.511	73.511	71.205	71.205	
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	4.286.000	4.286.000	4.967.384	4.967.384	
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	73.162	(73.162)	28.026	(28.026)	
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	443	0	0	0	
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	278.100	0	
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	12.515.503	(12.515.503)	10.634.654	(10.169.129)	
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas	CL \$	1.819.895	(1.819.895)	1.628.678	(1.628.678)	
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	0	0	10.710	(10.710)	
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	31.505	31.505	80.105	80.105	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	0	0	13.796	(13.796)	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	36.756	36.756	93.583	93.583	
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	86.875	86.875	65.968	65.968	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	30.859	30.859	50.606	50.606	
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	0	0	12.526	(12.526)	
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas licuado	CL \$	6.302	(6.302)	4.338	(4.338)	
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	52.130	52.130	50.801	50.801	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Peajes y arriendos.	CL \$	24.393	(24.393)	40.726	(11.390)	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	433.541	(433.541)	754.577	(754.577)	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	685.468	685.468	349.334	349.334	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	1.288	1.288	2.570	2.570	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	4.998.484	4.998.484	4.721.665	4.721.665	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	3.587.772	3.587.772	3.336.085	3.336.085	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	60.102	(60.102)	307.502	(307.502)	
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	261.420	(261.420)	395.698	(395.698)	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	11.813.644	11.813.644	11.305.051	(9.480.996)	
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	43.279	43.279	45.774	45.774	
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	160.631	160.631	208.231	208.231	
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	6.177	(6.177)	5.570	(5.570)	
96.893.200-9	Transemel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	14.420	14.420	15.258	15.258	
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	31.505	31.505	0	0	
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	0	0	3.341	(3.341)	
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	35.577	(35.577)	377	(377)	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	511.291	511.291	1.930.411	(1.901.464)	
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	38.427	38.427	237.101	237.101	

## 8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

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

El equipo gerencial de CGE Distribución S.A. lo componen un Gerente General, 6 Gerentes de Área, 4 Gerentes de Zona y 11 Subgerentes de Área.

### 8.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la octava Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 15 de abril de 2011 fijó los siguientes montos para el ejercicio 2011, los cuales son idénticos a los fijados en el ejercicio 2010.

- Dietas por asistencia a sesiones.

Se pagará a cada Director UF45 por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio es el equivalente a dos veces la dieta que le corresponda a un Director.

- Participación de utilidades.

Se pagará una participación del 1,5% de las utilidades del ejercicio con un tope máximo de un 5% 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.

El detalle de los montos pagados por los ejercicios terminados el 31 de 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	Participación utilidades	Dieta directorío	Comité directores	Participación utilidades
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Francisco J. Marín Estévez	Presidente	27.587	45.369	28.597	0	141.597
Carlos Hornauer Herrman	Vicepresidente	13.793	22.685	12.415	0	70.799
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	13.793	15.910	10.532	0	0
Francisco Marín Jordán	Director	13.793	22.685	13.350	0	70.799
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	13.793	0	14.298	209	70.799
Juan Hornauer López	Director	0	6.774	1.883	0	0
Pablo Guarda Barros	Director	12.825	0	14.298	209	0
Pablo J. Pérez Cruz	Director	13.793	22.685	12.402	209	70.799
<b>Totales</b>		<b>109.377</b>	<b>136.108</b>	<b>107.775</b>	<b>627</b>	<b>424.793</b>

### 8.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 3.764.441 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2011, (M\$3.304.790 por el ejercicio 2010).

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

El detalle de remuneraciones del personal clave de la gerencia por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Salarios.	2.782.952	2.691.935
Beneficios a corto plazo para los empleados.	394.938	555.345
Otros beneficios a largo plazo.	586.551	57.510
<b>Total</b>	<b>3.764.441</b>	<b>3.304.790</b>

### 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\$
Mercaderías para la venta.	140.015	140.015
Suministros para mantención.	154.403	759.508
Provisión de deterioro.	(140.015)	(140.015)
<b>Total</b>	<b>154.403</b>	<b>759.508</b>

Efecto en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Otra información de inventarios	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el ejercicio.	5.001.810	5.000.351

#### 10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro, es el siguiente para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Activos por impuestos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	1.957.384	5.419.532
Rebajas al impuesto.	0	134.334
Créditos al impuesto.	139.556	123.120
<b>Total</b>	<b>2.096.940</b>	<b>5.676.986</b>

Pasivos por impuestos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	0	0
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Activo / pasivos por impuestos, neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
<b>Activos por impuestos por cobrar.</b>	<b>2.096.940</b>	<b>5.676.986</b>

#### 11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, respectivamente.

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.	37.856	0	0	0
Boletas en garantía.	211.011	210.444	0	0
	<b>248.867</b>	<b>210.444</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## 12.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

### 12.1.- Composición y movimiento de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por 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\$
Programas informáticos, neto.	82.697	125.395
Otros activos intangibles identificables, neto.	44.213	39.386
<b>Total</b>	<b>126.910</b>	<b>164.781</b>

Clases de activos intangibles, bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	226.086	221.890
Otros activos intangibles identificables, bruto.	47.083	41.690
<b>Total</b>	<b>273.169</b>	<b>263.580</b>

Amortización acumulada y deterio del valor, activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	143.389	96.495
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	2.870	2.304
<b>Total</b>	<b>146.259</b>	<b>98.799</b>

Amortización acumulada y deterio del valor, activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	146.259	98.799
<b>Total</b>	<b>146.259</b>	<b>98.799</b>

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	Indefinida
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida

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

Movimientos en activos intangibles	2011		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	125.395	39.386	164.781
Adiciones	4.196	5.393	9.589
Amortización	(46.894)	(566)	(47.460)
Cambios, total	(42.698)	4.827	(37.871)
<b>Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011</b>	<b>82.697</b>	<b>44.213</b>	<b>126.910</b>

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	91.380	39.840	131.220
Adiciones	87.761	0	87.761
Amortización	(53.746)	(454)	(54.200)
Cambios, total	34.015	(454)	33.561
<b>Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010</b>	<b>125.395</b>	<b>39.386</b>	<b>164.781</b>

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su 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	44.213	Indefinida y 20 años
<b>Total</b>	<b>44.213</b>	

El cargo a resultados por amortización de intangibles por los ejercicios terminados 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	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Costo de ventas.	32.365	36.473
Gastos de administración.	15.095	17.727
<b>Total</b>	<b>47.460</b>	<b>54.200</b>

## 12.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

### 12.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a su costo. El período de explotación de algunos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización y otros derechos de servidumbres con plazo definido son amortizados en función de su vida útil.

### 12.2.2.- Información sobre concesiones de servicios.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile, provienen de los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. 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. No existen intangibles identificables registrados por este concepto.

La vida útil de todos los activos intangibles de 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 de deterioro de valor anualmente.

## 13.- 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 01-01-2010 M\$	Otros incrementos (disminuciones) M\$	Saldo al 31-12-2010 M\$	Otros incrementos (disminuciones) M\$	Saldo al 31-12-2011 M\$	
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad del Sur S.A.	1.028.052	0	1.028.052	0	1.028.052	
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	103.712.002	0	103.712.002	0	103.712.002	
<b>Totales</b>		<b>104.740.054</b>	<b>0</b>	<b>104.740.054</b>	<b>0</b>	<b>104.740.054</b>	

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

CGE Distribución S.A. evalúa anualmente si la plusvalía comprada ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota N° 2.9. 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.

La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos reales, aplicada en el ejercicio 2011 y 2010 fue 9,5%.

Como resultado de estas pruebas CGE Distribución S.A. determinó que no existían indicios de deterioro a la plusvalía comprada.

### 14.- PROPIEDADES DE INVERSION.

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

#### 14.1.- 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		0
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	445.524	0
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	21.460	0
Cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable, total	466.984	0
<b>Total</b>	<b>466.984</b>	<b>0</b>

#### 14.2.- Conciliación entre tasación obtenida y ajustada 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.	466.984	0
<b>Total</b>	<b>466.984</b>	<b>0</b>

### 14.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	22.728	0

## 15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

### 15.1.- Vidas Útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes:

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
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

### 15.2.- Detalle de los rubros.

15.2.1.- Valores netos de propiedades, plantas y equipos.

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>25.418.193</b>	<b>26.870.493</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>1.220.647</b>	<b>1.488.831</b>
<b>Edificios.</b>	<b>913.667</b>	<b>1.116.491</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>304.908.183</b>	<b>295.417.793</b>
Subestaciones de distribución.	44.762.720	42.390.552
Líneas y redes de media y baja tensión.	251.221.441	243.977.961
Medidores.	8.924.022	9.049.280
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>3.243.662</b>	<b>4.086.798</b>
Equipos de comunicaciones.	146.339	202.934
Herramientas.	759.668	861.288
Muebles y útiles.	450.865	542.071
Instalaciones y accesorios diversos.	1.886.790	2.480.505
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>233.259</b>	<b>467.962</b>
<b>Total</b>	<b>335.937.611</b>	<b>329.448.368</b>

15.2.2.- Valores brutos de propiedades, plantas y equipos.

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>25.418.193</b>	<b>26.870.493</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>1.220.647</b>	<b>1.488.831</b>
<b>Edificios.</b>	<b>1.335.843</b>	<b>1.617.021</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>421.662.530</b>	<b>401.438.346</b>
Subestaciones de distribución.	61.398.893	57.346.444
Líneas y redes de media y baja tensión.	346.110.827	330.516.345
Medidores.	14.152.810	13.575.557
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>10.161.029</b>	<b>10.171.947</b>
Equipos de comunicaciones.	543.442	542.763
Herramientas.	2.007.191	2.116.065
Muebles y útiles.	2.342.019	2.255.157
Instalaciones y accesorios diversos.	5.268.377	5.257.962
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>2.112.409</b>	<b>2.168.558</b>
<b>Total</b>	<b>461.910.651</b>	<b>443.755.196</b>

15.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, plantas y equipos.

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
<b>Edificios.</b>	<b>422.176</b>	<b>500.530</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>116.754.347</b>	<b>106.020.553</b>
Subestaciones de distribución.	16.636.173	14.955.892
Líneas y redes de media y baja tensión.	94.889.386	86.538.384
Medidores.	5.228.788	4.526.277
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>6.917.367</b>	<b>6.085.149</b>
Equipos de comunicaciones.	397.103	339.829
Herramientas.	1.247.523	1.254.777
Muebles y útiles.	1.891.154	1.713.086
Instalaciones y accesorios diversos.	3.381.587	2.777.457
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>1.879.150</b>	<b>1.700.596</b>
<b>Total</b>	<b>125.973.040</b>	<b>114.306.828</b>

### 15.3.- Reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos.

El siguiente cuadro muestra el detalle de reconciliación de cambios en propiedades plantas y equipos, por clases al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2011</b>		<b>26.870.493</b>	<b>1.488.831</b>	<b>1.116.491</b>	<b>295.417.793</b>	<b>4.086.798</b>	<b>467.962</b>	<b>329.448.368</b>
Cambios	Adiciones.	22.977.291	0	0	259.931	209.151	0	23.446.373
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(268.184)	(177.340)				(445.524)
	Retiros.		0	0	(2.997.422)	(54.758)	(11.086)	(3.063.266)
	Gasto por depreciación.			(25.484)	(12.185.903)	(1.007.942)	(223.617)	(13.442.946)
	Otros incrementos (decrementos).	(24.429.591)	0	0	24.413.784	10.413	0	(5.394)
	<b>Total cambios</b>	<b>(1.452.300)</b>	<b>(268.184)</b>	<b>(202.824)</b>	<b>9.490.390</b>	<b>(843.136)</b>	<b>(234.703)</b>	<b>6.489.243</b>
<b>Saldo Final al 31/12/2011</b>		<b>25.418.193</b>	<b>1.220.647</b>	<b>913.667</b>	<b>304.908.183</b>	<b>3.243.662</b>	<b>233.259</b>	<b>335.937.611</b>

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2010</b>		<b>11.437.355</b>	<b>1.117.194</b>	<b>961.936</b>	<b>273.173.063</b>	<b>4.888.131</b>	<b>792.668</b>	<b>292.370.347</b>
Cambios	Adiciones.	18.202.372	0	0	742.328	256.082	4.300	19.205.082
	Retiros.		0	0	(407.595)	(17.110)	(55.944)	(480.649)
	Gasto por depreciación.			(21.108)	(10.836.322)	(1.063.894)	(273.062)	(12.194.386)
	Incrementos (decrementos) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		371.637	175.663	30.000.674	0	0	30.547.974
	<b>Sub total reconocido en patrimonio neto</b>	<b>0</b>	<b>371.637</b>	<b>175.663</b>	<b>30.000.674</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30.547.974</b>
	Otros incrementos (decrementos).	(2.769.234)	0	0	2.745.645	23.589	0	0
	<b>Total cambios</b>	<b>15.433.138</b>	<b>371.637</b>	<b>154.555</b>	<b>22.244.730</b>	<b>(801.333)</b>	<b>(324.706)</b>	<b>37.078.021</b>
<b>Saldo Final al 31/12/2010</b>		<b>26.870.493</b>	<b>1.488.831</b>	<b>1.116.491</b>	<b>295.417.793</b>	<b>4.086.798</b>	<b>467.962</b>	<b>329.448.368</b>

**15.4.- Política de inversiones en propiedades, plantas y equipos.**

La Sociedad, 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 en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

**15.5.- Informaciones adicionales sobre propiedades, plantas y equipo.**

Los terrenos, construcciones y edificios y redes de distribución eléctrica, se revalorizaron al cierre del ejercicio 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 integrales.

En el siguiente cuadro se detallan informaciones adicionales sobre propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	3.263.266	480.649
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	21.645.626	18.202.372

**15.6.- Costos por intereses.**

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no han existido proyectos que de acuerdo con NIC 23 califiquen para capitalización de intereses.

**15.7.- Información a considerar sobre activos revaluados.**

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

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 basado en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

Las tasaciones vinculadas con las redes de distribución fueron efectuadas tomando como base la metodología del valor nuevo de reemplazo (VNR) de los activos.

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

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

En caso que se hubiera reconocido según el modelo del costo, los valores libros de los bienes no revaluados y revaluados, serían los siguientes:

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Terrenos.	411.655	485.270
Edificios.	498.536	587.738
Planta y equipos.	228.272.694	213.321.948
<b>Total</b>	<b>229.182.885</b>	<b>214.394.956</b>

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	25.418.193	26.656.047
Instalaciones fijas y accesorios	3.243.662	4.086.798
Vehículos de motor	233.258	467.962
<b>Total</b>	<b>28.895.113</b>	<b>31.210.807</b>

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>83.842.605</b>	<b>56.408.167</b>
Ajustes de revaluación.	0	30.547.974
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(1.114.785)	(88.994)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(4.868.207)	(3.024.542)
<b>Movimiento del periodo</b>	<b>(5.982.992)</b>	<b>27.434.438</b>
<b>Total</b>	<b>77.859.613</b>	<b>83.842.605</b>

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 utilidades retenidas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que este fuera utilizado por la compañía.

## 16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

### 16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Relativos a intangibles	14.132.893	14.827.144
Relativos a acumulaciones (o devengos).	938.524	1.094.782
Relativos a provisiones.	830.747	1.500.624
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	1.549.924	1.887.236
Relativos a pérdidas fiscales.	6.543.267	1.159.563
Relativos a cuentas por cobrar.	2.950.327	2.432.466
Relativos a los inventarios.	25.901	41.224
Relativos a otros.	185.905	128.358
<b>Total</b>	<b>27.157.488</b>	<b>23.071.397</b>

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos, requieren de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad estima con proyecciones futuras de utilidades que estas cubrirán el recupero de estos activos.

### 16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos	17.249.727	15.649.705
Relativos a revaluaciones de propiedad, Plantas y Equipos	13.402.208	14.290.971
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	239.788	143.122
Relativos a otros.	208.776	53.351
<b>Total</b>	<b>31.100.499</b>	<b>30.137.149</b>

**16.3.- 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.	23.071.397	23.271.564
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	4.086.091	(200.167)
<b>Cambios en activos por impuestos diferidos, total</b>	<b>4.086.091</b>	<b>(200.167)</b>
<b>Total</b>	<b>27.157.488</b>	<b>23.071.397</b>

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.	30.137.149	23.617.496
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	1.173.814	6.437.779
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	(210.464)	81.874
<b>Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total</b>	<b>963.350</b>	<b>6.519.653</b>
<b>Total</b>	<b>31.100.499</b>	<b>30.137.149</b>

**16.4.- 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.

El detalle de compensación de partidas es el siguiente:

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
<b>31-12-2011</b>			
- Activos por impuestos diferidos	27.157.488	(27.157.488)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(31.100.499)	27.157.488	(3.943.011)
<b>Total</b>	<b>(3.943.011)</b>	<b>0</b>	<b>(3.943.011)</b>
<b>31-12-2010</b>			
- Activos por impuestos diferidos	23.071.397	(23.071.397)	0
- Pasivos por impuestos diferidos	(30.137.149)	23.071.397	(7.065.752)
<b>Total</b>	<b>(7.065.752)</b>	<b>0</b>	<b>(7.065.752)</b>

## 17.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

### 17.1.- Clases de otros pasivos financieros.

La exposición del endeudamiento de la Sociedad por tipo de moneda y vencimientos, es la siguiente:

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31-12-2011		31-12-2010	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios		CL\$	457.840	34.935.149	20.216.720	34.857.478
Préstamos bancarios		US\$	26.070.453	0	97.542	23.400.500
Préstamos bancarios		UF	14.346.803	99.279.552	11.850.843	64.751.921
<b>Total préstamos bancarios</b>			<b>40.875.096</b>	<b>134.214.701</b>	<b>32.165.105</b>	<b>123.009.899</b>
Obligaciones con el público (bonos)		UF	9.998.590	60.604.465	5.036.630	66.995.112
Obligaciones con el público (pagarés)		CL\$	9.616.931	0	19.106.882	0
Pasivos de cobertura	6.2.-	0	2.234.896	0	213.128	4.326.679
<b>Total</b>			<b>62.725.513</b>	<b>194.819.166</b>	<b>56.521.745</b>	<b>194.331.690</b>

### 17.2.- Préstamos Bancarios-Desgloses de tasa de interés, monedas y vencimientos.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes				Total no corrientes 31-12-2011 M\$
								Vencimientos		Total corrientes 31-12-2011 M\$	Vencimientos				
								1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Islas Cayman	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	US\$	Semestral	1,31%	1,31%	Sin Garantía	110.453	25.960.000	26.070.453	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	4,11%	4,11%	Sin Garantía	0	165.440	165.440	0	0	3.318.401	18.804.275	22.122.676
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	4,11%	4,11%	Sin Garantía	380.686	0	380.686	0	0	3.035.535	17.201.365	20.236.900
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	4,12%	4,12%	Sin Garantía	0	6.715.764	6.715.764	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	4,12%	4,12%	Sin Garantía	0	6.701.608	6.701.608	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco de Chile	CL\$	Semestral	7,06%	7,06%	Sin Garantía	100.018	0	100.018	14.998.225	0	0	0	14.998.225
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	UF	Anual	3,91%	3,91%	Sin Garantía	0	144.387	144.387	19.795.741	0	0	0	19.795.741
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,74%	4,74%	Sin Garantía	0	127.200	127.200	0	14.862.687	0	0	14.862.687
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	6,64%	6,64%	Sin Garantía	357.822	0	357.822	19.936.924	0	0	0	19.936.924
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Bice	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin Garantía	0	111.718	111.718	0	0	2.226.155	20.035.393	22.261.548
<b>Total</b>								<b>948.979</b>	<b>39.926.117</b>	<b>40.875.096</b>	<b>54.730.890</b>	<b>14.862.687</b>	<b>8.580.091</b>	<b>56.041.033</b>	<b>134.214.701</b>

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes			No Corrientes				Total no corrientes 31-12-2010 M\$
								Vencimientos		Total corrientes 31-12-2010 M\$	Vencimientos				
								1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Islas Cayman	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	US\$	Semestral	1,29%	1,29%	Sin Garantía	0	97.542	97.542	23.400.500	0	0	0	23.400.500
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	CL\$	Mensual	4,26%	4,26%	Sin Garantía	0	10.010.650	10.010.650	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	CL\$	Mensual	4,26%	4,26%	Sin Garantía	0	10.010.650	10.010.650	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	4,13%	4,13%	Sin Garantía	0	4.322.124	4.322.124	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Semestral	3,36%	3,36%	Sin Garantía	0	24.030	24.030	4.291.110	0	0	0	4.291.110
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Anual	3,34%	3,34%	Sin Garantía	0	21.453	21.453	6.423.097	0	0	0	6.423.097
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Inversiones	UF	Anual	3,34%	3,34%	Sin Garantía	0	21.498	21.498	6.436.665	0	0	0	6.436.665
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco de Chile	CL\$	Semestral	3,79%	3,79%	Sin Garantía	0	53.692	53.692	14.954.765	0	0	0	14.954.765
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	CL\$	Semestral	3,17%	3,17%	Sin Garantía	0	112.658	112.658	0	18.993.649	0	0	18.993.649
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,13%	4,13%	Sin Garantía	0	7.203.540	7.203.540	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	3,76%	3,76%	Sin Garantía	0	44.818	44.818	7.151.850	0	0	0	7.151.850
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	UF	Semestral	3,25%	3,25%	Sin Garantía	0	100.722	100.722	21.455.550	0	0	0	21.455.550
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	2,63%	2,63%	Sin Garantía	0	141.728	141.728	0	19.902.713	0	0	19.902.713
<b>Total</b>								<b>0</b>	<b>32.165.105</b>	<b>32.165.105</b>	<b>69.158.772</b>	<b>53.851.127</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>123.009.899</b>

**17.3.- Desglose de obligaciones con el público (Bonos) por serie, moneda, tasa de interés y vencimiento.**

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		
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	5.527.575	4.661.882	4.661.882	9.323.764	23.309.409	18.647.528	60.604.465	Chile
<b>Total</b>									<b>9.998.590</b>	<b>4.661.882</b>	<b>4.661.882</b>	<b>9.323.764</b>	<b>23.309.409</b>	<b>18.647.528</b>	<b>60.604.465</b>	

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	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años		
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
<b>Total</b>									<b>5.036.630</b>	<b>4.226.000</b>	<b>4.483.508</b>	<b>13.450.524</b>	<b>22.417.540</b>	<b>22.417.540</b>	<b>66.995.112</b>	

17.4.- Desglose de efecto de comercio por moneda, tasa de interés y vencimiento.

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
<b>Total</b>							<b>9.616.931</b>	

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
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	9.437.916	Chile
<b>Total</b>							<b>19.106.882</b>	

**18.- CUENTAS 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	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Proveedores de energía.	44.328.169	37.575.009
Retenciones.	5.448.004	5.485.269
Dividendos por pagar.	131.046	182.762
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	2.774.357	2.618.372
Proveedores no energéticos.	555.637	4.900.637
Otros.	202.163	393.041
<b>Total</b>	<b>53.439.376</b>	<b>51.155.090</b>

**18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).**

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Vacaciones del personal.	2.200.682	2.056.438
Bonificaciones de feriados.	170.515	145.404
Participación sobre resultados	308.162	280.289
Participación del Directorio.	0	136.241
Pago termino de negociación.	94.998	0
<b>Total</b>	<b>2.774.357</b>	<b>2.618.372</b>

**19.- OTRAS PROVISIONES.**

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

**19.1.- 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.	984.032	1.456.893	0	0
Provisión de contratos onerosos.	241.088	248.918	0	0
Participación en utilidades y bonos.	547.463	423.949	0	0
<b>Total</b>	<b>1.772.583</b>	<b>2.129.760</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### 19.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales.

Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (ver Nota N°30).

### 19.1.2.- Provisión 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 en descalces en los vencimientos y precios de los contratos de clientes y proveedores.

## 19.2.- Movimiento de las provisiones.

Los movimientos de las provisiones, son los siguientes:

Movimiento de las provisiones	Provisión por garantías	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	0	1.456.893	248.918	423.949	2.129.760
Provisiones adicionales.	0	354.741	71.244	632.142	1.058.127
Provisión utilizada.	0	(410.455)	(79.074)	(508.628)	(998.157)
Reversión de provisión no utilizada.	0	(417.147)	0	0	(417.147)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>0</b>	<b>(472.861)</b>	<b>(7.830)</b>	<b>123.514</b>	<b>(357.177)</b>
Saldo final al 31/12/2011	0	984.032	241.088	547.463	1.772.583

Movimiento de las provisiones	Provisión por garantías	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	0	1.470.139	5.796.194	404.941	7.671.274
Provisiones adicionales.	0	938.221	0	423.949	1.362.170
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	(951.467)	(5.547.276)	0	(6.498.743)
Provisión utilizada.	0	0	0	(404.941)	(404.941)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>0</b>	<b>(13.246)</b>	<b>(5.547.276)</b>	<b>19.008</b>	<b>(5.541.514)</b>
Saldo final al 31/12/2010	0	1.456.893	248.918	423.949	2.129.760

## 20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

### 20.1.- 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.	0	0	704.129	1.148.142
Provisión premio de antigüedad.	0	0	0	885.127
Provisión beneficios post jubilatorios.	0	0	8.974.717	9.047.094
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.678.846</b>	<b>11.080.363</b>

### 20.2.- 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	990.481	1.817.877	885.127	3.326.092	9.047.094	11.354.495
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	73.431	114.979	0	290.437	0	0
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	48.534	120.186	43.371	214.839	0	0
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	165.599	(1.062.561)	(928.498)	885.127	(72.377)	(2.307.401)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(474.868)	0	0	(3.831.368)	0	0
<b>Total</b>	<b>803.177</b>	<b>990.481</b>	<b>0</b>	<b>885.127</b>	<b>8.974.717</b>	<b>9.047.094</b>

### 20.3.- 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.	803.177	990.481	0	885.127	8.974.717	9.047.094
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	803.177	990.481	0	885.127	8.974.717	9.047.094
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	(99.048)	157.661	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>704.129</b>	<b>1.148.142</b>	<b>0</b>	<b>885.127</b>	<b>8.974.717</b>	<b>9.047.094</b>

### 20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.

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.	73.431	114.979	0	290.437	0	0	Costo de ventas - gastos de administración.
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	48.534	120.186	43.371	214.839	0	0	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidos.	0	0	(928.498)	885.127	(72.377)	(2.307.401)	Otras ganancias (pérdidas)
<b>Total gastos reconocidos en resultados</b>	<b>121.965</b>	<b>235.165</b>	<b>(885.127)</b>	<b>1.390.403</b>	<b>(72.377)</b>	<b>(2.307.401)</b>	

## 20.5.- 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	

## 21.- 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. (*)	1.004.893	641.787	0	0
Aportes Rembolsables	439.481	475.165	79.458	79.458
Garantías recibidas en efectivo	415.582	254.715	0	0
Ganancia actuarial diferida	0	0	133.386	963.513
<b>Total</b>	<b>1.859.956</b>	<b>1.371.667</b>	<b>212.844</b>	<b>1.042.971</b>

### 21.1.- INGRESOS DIFERIDOS.

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

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	1.004.893	641.787
<b>Total</b>	<b>1.004.893</b>	<b>641.787</b>

El movimiento de este rubro por los ejercicios 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	641.787	286.106
Adiciones.	3.525.892	355.681
Imputación a resultados.	3.162.786	0
<b>Total</b>	<b>1.004.893</b>	<b>641.787</b>

## 21.2.- CONTRATOS DE CONSTRUCCION.

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

### 21.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

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

Detalle	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	7.084.069	3.569.690
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(4.788.246)	(2.271.794)
<b>Margen de contratos en construcción</b>	<b>2.295.823</b>	<b>1.297.896</b>

### 21.2.2.- 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.	1.004.893	355.845
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	0	1.642.793
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	1.004.893	2.284.580

## 22.- PATRIMONIO NETO.

### 22.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad 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, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta entre 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 más la deuda neta.

En este sentido, la Sociedad ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de Capital, flujos de la operación, créditos bancarios, efectos de comercio y bonos.

Con fecha 4 de Octubre de 2010 se realizó la junta extraordinaria de accionistas citada por Directorio con fecha 9 de septiembre, en la cual se acordó aumentar el capital social por un monto de M\$ 49.999.957, mediante la emisión de 11.332.000 de acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal y facultando al Directorio para que determine la fecha o las fechas en que se efectuará una o más emisiones de acciones de pago y para fijar su forma, plazos y condiciones de pago.

En cumplimiento de lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas antes referida, el Directorio, en Sesión Extraordinaria del 15 de octubre de 2010, acordó emitir un total de 6.823.000 nuevas acciones nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, con cargo al aumento de capital referido, a un precio de \$4.412,28 cada una, emisión representativa de M\$ 30.104.986; y requerir la inscripción de dicha emisión de acciones en el Registro de Valores que lleva la Superintendencia de Valores y Seguros, y en una bolsa de valores.

De este modo, con fecha 30 de noviembre de 2010 se inició el respectivo período de opción preferente por aumento de capital, mediante el cual, Compañía General de Electricidad S.A., accionista controlador de la sociedad, suscribió y pagó un total de 6.799.644 acciones de pago, emitidas con cargo al aumento de capital aprobado en la 8ª Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 4 de octubre de 2010. Dicha suscripción y pago de acciones, ascendente a la suma de M\$ 30.001.933, representa el 99,67% de la oferta preferente de suscripción de acciones de pago.

Los accionistas minoritarios suscribieron M\$ 20.888 equivalentes a 4.734 acciones, en la cual la emisión de patrimonio quedó perfeccionada en M\$30.022.821.

Al 31 de diciembre de 2011 el Capital Social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 190.294.959, (M\$ 190.294.959 a diciembre de 2010).

#### **22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.**

Al 31 de diciembre de 2011 el capital de la Sociedad está representado por 124.434.590 acciones (124.434.590 a diciembre de 2010), sin valor nominal de un voto por acción.

#### **22.3.- Política de dividendos.**

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 15 de abril de 2011, se acordó como política de dividendos distribuir no menos del 30% de las Utilidades Liquidadas del Ejercicio, a través de tres dividendos provisorios y uno definitivo. Los dividendos provisorios se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre y diciembre de 2011. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas pronunciarse sobre el dividendo definitivo del año 2011.

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

#### **22.4.- Dividendos.**

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 19 de abril de 2010 se aprobó el pago de un dividendo definitivo N°25 de \$46,10 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 28 de abril de 2010.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°79 de fecha 20 de mayo de 2010 acordó repartir el dividendo provisorio N°26 de \$40,20 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2010.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°83 de fecha 09 de septiembre de 2010 acordó repartir el dividendo provisorio N°27 de \$14,30 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 29 de septiembre de 2010.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°85 de fecha 17 de noviembre de 2010 acordó repartir el dividendo provisorio N°28 de \$17,00 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 20 de diciembre de 2010.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 15 de abril de 2011, se acordó el pago de un dividendo definitivo N°29 de \$15, por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 27 de abril de 2011.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 91 de fecha 20 de mayo de 2011 acordó repartir el dividendo provisorio N°30 de \$18,67 por acción, el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2011.

El detalle de los dividendos pagados y provisionados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

31-12-2011							
Descripción de dividendo pagado	Descripción de clase de acciones para las cuales existe dividendo pagado	Fecha del dividendo pagado	Importe de dividendo, bruto M\$	Número de acciones emitidas como dividendo	Número de acciones sobre las que se paga dividendo	Dividendo por acción \$	Tasa impositiva aplicable a dividendo pagado
Definitivo	Serie Única	21-04-2011	1.866.519	124.434.590	124.434.590	15	20%
Provisorio	Serie Única	24-06-2011	2.323.194	124.434.590	124.434.590	19	20%
<b>Total</b>			<b>4.189.713</b>				

31-12-2010							
Descripción de dividendo pagado	Descripción de clase de acciones para las cuales existe dividendo pagado	Fecha del dividendo pagado	Importe de dividendo, bruto M\$	Número de acciones emitidas como dividendo	Número de acciones sobre las que se paga dividendo	Dividendo por acción \$	Tasa impositiva aplicable a dividendo pagado
Definitivo	Serie Única	28-04-2010	5.422.753	117.630.212	117.630.212	46	17%
Provisorio	Serie Única	24-06-2010	4.728.735	117.630.212	117.630.212	40	17%
Provisorio	Serie Única	29-09-2010	1.682.114	117.630.212	117.630.212	14	17%
Provisorio	Serie Única	20-12-2010	2.115.313	124.429.856	124.430.270	17	17%
<b>Total</b>			<b>13.948.915</b>				

## 22.5.- Reservas.

### 22.5.1.- 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\$ 25.341.072 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros a esa fecha, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$ 69.575.617. Al cierre del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2011 el saldo asciende a M\$64.789.224.

### 22.5.2.- Reservas de coberturas.

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

### 22.5.3.- Otras reservas varias.

Corresponde a 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.

### 22.6.- Reconciliación del movimiento en reservas de los resultados integrales.

El movimiento en reservas de los otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2011	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	792.703	(148.834)	(15.260.329)
<b>Reservas de cobertura de flujo de caja</b>			
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	792.703	(148.834)	643.869
<b>Total movimientos del período</b>	<b>792.703</b>	<b>(148.834)</b>	<b>643.869</b>
<b>Total resultado integral</b>	<b>(14.616.460)</b>		

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2010	Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	30.547.974	(5.206.902)	12.098.435
<b>Reservas de cobertura de flujo de caja</b>			
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	535.821	(77.013)	458.808
<b>Total movimientos del período</b>	<b>535.821</b>	<b>(77.013)</b>	<b>458.808</b>
<b>Reserva por revaluación</b>			
Incremento por tasaciones del período.	30.547.974	(5.206.902)	25.341.072
<b>Total movimientos del período</b>	<b>30.547.974</b>	<b>(5.206.902)</b>	<b>25.341.072</b>
<b>Total resultado integral</b>	<b>37.898.315</b>		

## 23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

### 23.1.- Ingresos ordinarios.

El siguiente es el detalle de los ingresos ordinarios para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
<b>Ventas</b>	<b>589.850.792</b>	<b>578.063.090</b>
Venta de energía.	588.059.552	574.082.361
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	1.791.240	3.980.729
<b>Prestaciones de servicios</b>	<b>42.168.479</b>	<b>27.259.467</b>
Arriendo de equipos de medida.	2.122.894	1.626.369
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	852.663	2.600.613
Apoyos en postación.	2.574.954	2.359.496
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	8.386.701	4.775.774
Otras prestaciones	28.231.267	15.897.215
<b>Total</b>	<b>632.019.271</b>	<b>605.322.557</b>

### 23.2.- Otros ingresos por función.

El siguiente es el detalle de otros ingresos para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Otros ingresos por función	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	121.557	40.136
Otros ingresos de operación.	2.009.985	23.092
<b>Total</b>	<b>2.131.542</b>	<b>63.228</b>

**24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.**

**24.1.- Gastos por naturaleza.**

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

<b>Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función</b>	<b>01-01-2011 31-12-2011</b>	<b>01-01-2010 31-12-2010</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Costo de venta	577.582.087	534.529.041
Costo de administración	55.152.980	44.498.524
Otros gastos por función	2.102.206	1.720.807
	<b>634.837.273</b>	<b>580.748.372</b>

<b>Gastos por naturaleza</b>	<b>01-01-2011 31-12-2011</b>	<b>01-01-2010 31-12-2010</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Compra de energía.	525.509.001	489.877.156
Gastos de personal.	23.189.349	19.885.554
Gastos de operación y mantenimiento.	14.905.300	13.268.860
Gastos de administración.	38.736.449	31.814.076
Costos de mercadotecnia.	629.976	650.908
Depreciación.	13.442.946	12.194.386
Amortización.	47.460	54.200
Otros gastos varios de operación.	18.376.792	13.003.232
<b>Total</b>	<b>634.837.273</b>	<b>580.748.372</b>

**24.2.- Gastos de personal.**

El siguiente es el detalle de los gastos de personal para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

<b>Gastos de personal</b>	<b>01-01-2011 31-12-2011</b>	<b>01-01-2010 31-12-2010</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Sueldos y salarios.	21.336.564	21.502.668
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.119.614	(2.307.401)
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	595.863	405.416
Beneficios por terminación.	137.308	284.871
<b>Total</b>	<b>23.189.349</b>	<b>19.885.554</b>

#### 24.3.- Depreciación y amortización.

El siguiente es el detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Detalle	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
<b>Depreciación</b>		
Costo de ventas.	13.172.136	12.194.386
Gasto de administración.	270.810	0
<b>Total depreciación</b>	<b>13.442.946</b>	<b>12.194.386</b>
<b>Amortización</b>		
Gasto de administración.	47.460	54.200
<b>Total amortización</b>	<b>47.460</b>	<b>54.200</b>
<b>Total</b>	<b>13.490.406</b>	<b>12.248.586</b>

#### 24.4.- Otras ganancias (Pérdidas).

Detalle	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Juicios o arbitrajes.	8.838	938.221
Remuneraciones del directorio.	109.377	107.775
Participación utilidad del directorio	0	41.654
Remuneraciones comité de directores	0	627
Otras pérdidas	0	394.759
Otras ganancias	(151.707)	0
<b>Total</b>	<b>(33.492)</b>	<b>1.483.036</b>

## 25.- RESULTADO FINANCIERO.

El siguiente es el detalle del resultado financiero para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Resultado financiero	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales.	2.996.633	1.907.216
Otros ingresos financieros.	164.916	23.603
<b>Total Ingresos financieros</b>	<b>3.161.549</b>	<b>1.930.819</b>
<b>Costos financieros</b>		
Gastos por préstamos bancarios.	(7.092.542)	(4.220.521)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(3.337.761)	(3.476.160)
Otros gastos.	(2.125.662)	(2.404.775)
<b>Total costos financieros</b>	<b>(12.555.965)</b>	<b>(10.101.456)</b>
<b>Unidad de reajuste</b>		
<b>Total resultados por unidades de reajuste</b>	<b>(7.051.020)</b>	<b>(4.135.441)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>		
Positivas.	872	0
Negativas.	(906)	0
<b>Total diferencias de cambio</b>	<b>(34)</b>	<b>0</b>
<b>Total resultado financiero</b>	<b>(16.445.470)</b>	<b>(12.306.078)</b>

## 26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

### 26.1.- Efecto en resultado 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 que asciende a M\$ 1.922.772, al 31 de diciembre de 2010 se originó un cargo a resultado de M\$ 1.715.936.

Durante los períodos terminados al 30 de septiembre de 2011 y diciembre de 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. Producto de lo anterior y de conformidad a lo establecido en la NIC 12 se ha generado un efecto en resultado de M\$ 296.734 (utilidad), por este concepto.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Otros gastos por impuesto corriente.	(1.228.945)	(280.030)
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(1.228.945)</b>	<b>(280.030)</b>
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	3.151.717	(1.435.906)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o	0	0
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto</b>	<b>3.151.717</b>	<b>(1.435.906)</b>
<b>(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>1.922.772</b>	<b>(1.715.936)</b>

#### 26.2.- Localización del efecto en resultado por impuestos a las ganancias.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(1.228.945)	(280.030)
<b>Total gasto por impuestos corrientes, neto</b>	<b>(1.228.945)</b>	<b>(280.030)</b>
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	3.151.717	(1.435.906)
<b>Total gasto por impuestos diferidos, neto</b>	<b>3.151.717</b>	<b>(1.435.906)</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>1.922.772</b>	<b>(1.715.936)</b>

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre la determinación de impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa vigente según la ley y el impuesto registrado para los ejercicios terminados 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	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>3.436.620</b>	<b>(2.348.443)</b>
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	974.550	416.013
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	(215.659)	0
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	0	0
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	(1.228.945)	(280.030)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	(1.043.794)	496.524
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(1.513.848)</b>	<b>632.507</b>
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva</b>	<b>1.922.772</b>	<b>(1.715.936)</b>

#### 26.4.- Efecto en otros 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.	0	0	0	30.547.974	(5.206.902)	25.341.072
Cobertura de flujo de caja.	792.703	(148.834)	643.869	535.821	(77.013)	458.808
<b>Total</b>		<b>(148.834)</b>			<b>(5.283.915)</b>	

#### 27.- GANANCIAS POR ACCION.

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

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el resultado por acción es:

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	(15.260.329)	12.098.435
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	(15.260.329)	12.098.435
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	(122,64)	102,35
Cantidad de acciones	124.434.590	118.208.118

No existen transacciones o conceptos que generen efectos dilutivos.

## 28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

### 28.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico. Dichos informes consideran información desagregada para el estado de resultados, en clientes regulados y no regulados. Los activos y pasivos son gestionados en forma centralizada, dado que en su mayoría son usados simultáneamente para dar servicios a ambos tipos de clientes/servicios.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por los períodos y ejercicios informados, es la siguiente:

### 28.2.- Cuadros patrimoniales.

#### Activos:

ACTIVOS	Eléctrico		Totales	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	4.508.161	4.261.755	4.508.161	4.261.755
Otros activos no financieros.	248.867	210.444	248.867	210.444
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	168.963.862	201.962.570	168.963.862	201.962.570
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	1.505.386	229.342	1.505.386	229.342
Inventarios.	154.403	759.508	154.403	759.508
Activos por impuestos.	2.096.940	5.676.986	2.096.940	5.676.986
<b>Total activos corrientes</b>	<b>177.477.619</b>	<b>213.100.605</b>	<b>177.477.619</b>	<b>213.100.605</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Derechos por cobrar.	14.424.487	15.805.139	14.424.487	15.805.139
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	126.910	164.781	126.910	164.781
Plusvalía.	104.740.054	104.740.054	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	335.937.611	329.448.368	335.937.611	329.448.368
Propiedad de inversión.	466.984	0	466.984	0
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>455.696.046</b>	<b>450.158.342</b>	<b>455.696.046</b>	<b>450.158.342</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>633.173.665</b>	<b>663.258.947</b>	<b>633.173.665</b>	<b>663.258.947</b>

**Pasivos y patrimonio:**

PASIVOS	Eléctrico		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Pasivos financieros.	62.725.513	56.521.745	62.725.513	56.521.745
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	53.439.376	51.155.090	53.439.376	51.155.090
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	28.794.530	43.825.897	28.794.530	43.825.897
Otras provisiones a corto plazo.	1.772.584	2.129.760	1.772.584	2.129.760
Otros pasivos no financieros.	1.859.956	1.371.667	1.859.956	1.371.667
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>148.591.959</b>	<b>155.004.159</b>	<b>148.591.959</b>	<b>155.004.159</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Pasivos financieros.	194.819.166	194.331.690	194.819.166	194.331.690
Pasivo por impuestos diferidos.	3.943.011	7.065.752	3.943.011	7.065.752
Provisiones por beneficios a los empleados.	9.678.846	11.080.363	9.678.846	11.080.363
Otros pasivos no financieros.	212.844	1.042.971	212.844	1.042.971
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>208.653.867</b>	<b>213.520.776</b>	<b>208.653.867</b>	<b>213.520.776</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>357.245.826</b>	<b>368.524.935</b>	<b>357.245.826</b>	<b>368.524.935</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>				
Capital emitido.	190.294.959	190.294.959	190.294.959	190.294.959
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	11.045.580	25.530.635	11.045.580	25.530.635
Primas de emisión.	1	1	1	1
Otras reservas.	74.587.299	78.908.417	74.587.299	78.908.417
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>	<b>275.927.839</b>	<b>294.734.012</b>	<b>275.927.839</b>	<b>294.734.012</b>
<b>Total patrimonio</b>	<b>275.927.839</b>	<b>294.734.012</b>	<b>275.927.839</b>	<b>294.734.012</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>633.173.665</b>	<b>663.258.947</b>	<b>633.173.665</b>	<b>663.258.947</b>

### 28.3.- Cuadro de Resultados.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulado		No regulado		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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	502.522.098	506.550.394	129.497.173	98.772.163	632.019.271	605.322.557
Costo de ventas	(491.614.063)	(456.278.349)	(85.968.024)	(78.250.692)	(577.582.087)	(534.529.041)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>10.908.035</b>	<b>50.272.045</b>	<b>43.529.149</b>	<b>20.521.471</b>	<b>54.437.184</b>	<b>70.793.516</b>
Otros ingresos, por función.	2.131.542	(192.547)	0	255.775	2.131.542	63.228
Gasto de administración.	(55.150.793)	(44.456.566)	(2.187)	(41.958)	(55.152.980)	(44.498.524)
Otros gastos, por función.	(2.102.201)	(1.720.807)	(5)	0	(2.102.206)	(1.720.807)
Otras ganancias (pérdidas).	(51.171)	1.482.104	0	932	(51.171)	1.483.036
Ingresos financieros.	3.482.050	1.906.124	(320.501)	24.695	3.161.549	1.930.819
Costos financieros.	(12.541.052)	(10.101.456)	(14.913)	0	(12.555.965)	(10.101.456)
Diferencias de cambio.	(34)	0	0	0	(34)	0
Resultados por unidades de reajuste.	(7.051.020)	(4.135.441)	0	0	(7.051.020)	(4.135.441)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>(60.374.644)</b>	<b>(6.946.544)</b>	<b>43.191.543</b>	<b>20.760.915</b>	<b>(17.183.101)</b>	<b>13.814.371</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	1.922.772	1.937.836	0	(3.653.772)	1.922.772	(1.715.936)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(58.451.872)</b>	<b>(5.008.708)</b>	<b>43.191.543</b>	<b>17.107.143</b>	<b>(15.260.329)</b>	<b>12.098.435</b>

La depreciación y amortización de los activos, así como las adiciones o inversiones efectuadas, se detallan en la Nota N° 14.

## 29.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

### 29.1.- 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\$
<b>Saldos al 31/12/2011</b>							
Pasivos corrientes	US \$	26.070.453	110.453	25.960.000	0	0	0
<b>Total pasivos</b>		<b>26.070.453</b>	<b>110.453</b>	<b>25.960.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2010</b>							
Pasivos corrientes	US \$	97.542	97.542	97.542	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	23.400.500	0	0	23.400.500	0	0
<b>Total pasivos</b>		<b>23.498.042</b>	<b>97.542</b>	<b>97.542</b>	<b>23.400.500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### 29.2.- Saldos en moneda extranjera, pasivos corrientes.

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 \$	26.070.453	110.453	25.960.000	0	0	0
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>26.070.453</b>	<b>110.453</b>	<b>25.960.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>26.070.453</b>	<b>110.453</b>	<b>25.960.000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Saldos en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de	Monto M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 M\$	Más de 1 año M\$	Más de 3 M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	97.542	97.542	97.542	0	0	0
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>97.542</b>	<b>97.542</b>	<b>97.542</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### 29.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos no corrientes.

Saldos en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de	Monto M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 M\$	Más de 1 año M\$	Más de 3 M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	23.400.500	0	0	23.400.500	0	0
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>23.400.500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23.400.500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

### 30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

#### 30.1.- Juicios y otras acciones legales.

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

Fecha: 4 de mayo de 2007.  
 Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 7576-2007.  
 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 la sentencia de primera instancia que rechaza la demanda. Con fecha 7 de octubre de 2010, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo que se encuentra pendiente de resolución.

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

Fecha: 15 de julio de 2003.  
 Tribunal: 3º Juzgado de letras de San Bernardo, Rol Nº 10543-2003.  
 Materia: Indemnización de perjuicios por corte indebido de suministro.  
 Cuantía: M\$ 54.000.  
 Estado: Para fallo de primera instancia.

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

Fecha: 19 de septiembre de 2007.  
 Tribunal: 2º Juzgado Civil de Concepción, Rol Nº 4385-2007.  
 Materia: Indemnización de perjuicios por término de contrato.  
 Cuantía: M\$ 113.000.  
 Estado: Para fallo de primera instancia.

30.1.4.- Nombre del juicio: "Reyes González con Correa, Olimpo y Otra".

Fecha: 2 de noviembre de 2007.  
 Tribunal: 7º Juzgado del Trabajo de Santiago, causa Rol Nº 944-2007

Materia: Indemnización de perjuicios por accidente del trabajo.  
Cuantía: M\$374.000.  
Estado: La sentencia de primera instancia acoge la demanda. Las demandadas presentaron recurso de apelación que se encuentra pendiente.

30.1.5.-Nombre del juicio "Fisco con CGE Distribución S.A."

Fecha: 19 de septiembre de 2007.  
Tribunal: 22° 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.

30.1.6.- Nombre del Juicio: "Parra con CGE Distribución S.A."

Fecha: 04 de agosto de 2008.  
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Concepción.  
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro.  
Cuantía: M\$36.550.  
Estado: Etapa de discusión.

309.1.7.- Nombre del Juicio: "Interamericana con CGE Distribución S.A."

Fecha: 11 de agosto de 2009.  
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.  
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro que afectó el proceso de producción de la demandante.  
Cuantía: MUS\$46.  
Estado: Período de prueba.

30.1.8.- Nombre del Juicio: "Torres con CGE Distribución S.A."

Fecha: 20 de marzo de 2008.  
Tribunal: 1°Juzgado Civil de Rancagua.  
Materia: Indemnización de perjuiciospor responsabilidad extra contractual por accidente eléctrico.  
Cuantía: M\$30.000.  
Estado: Etapa de prueba.

30.1.9.- Nombre del Juicio: "Sandoval con CGE Distribución S.A."

Fecha: 14 de julio de 2009.  
Tribunal: 21°Juzgado Civil de Santiago.  
Materia: Indemnización de perjuicios por fallecimiento de ciclista que tuvo contacto con instalaciones de CGED.  
Cuantía: M\$800.000.  
Estado: Sentencia de primera instancia condena a pagar MM\$30. Pendiente la notificación del fallo referido.

**30.1.10.- Nombre del Juicio: “Mancilla con Fabbri y CGE Distribución S.A.”**

Fecha: 29 de diciembre de 2008.  
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Talca, Rol N° 1151-2008.  
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por accidente laboral, ocurrido el 28 de diciembre de 2006, donde se persigue la responsabilidad solidaria de CGED.  
Cuantía: M\$200.000.  
Estado: Sentencia de primera instancia rechaza la demanda. La demandante presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Talca.

**30.1.11.- 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, Rol N°1581-09.  
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.

**30.1.12.- Nombre del Juicio: “Ilustre Municipalidad de Chillán Viejo con CGE Distribución S.A.”**

Fecha: 22 de junio de 2010.  
Tribunal: 2° Juzgado de letras de Chillán, Rol N°852-10.  
Materia: Municipalidad de Chillán Viejo 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.

**30.1.13.- 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 indemnizaciones por servidumbre.  
Cuantía: M\$ 57.200.  
Estado: Etapa de discusión.

**30.1.14.- Nombre del Juicio: “Sepúlveda con CGE Distribución S.A.”**

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

30.1.15.- Nombre del Juicio: “Muñoz Valenzuela con CGE Distribución S.A. y Servicios Integrales Van Limitada”

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.

30.1.16.- Nombre del Juicio: “Asociación de consumidores y Usuarios del Sur con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 22 de marzo de 2011.  
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.  
Materia: Acción colectiva conforme la ley de Protección de derechos de los Consumidores.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Etapa de admisibilidad.

30.1.17.- Nombre del Juicio: “Quiroz y Otro con CGE Distribución S.A.”

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.

30.1.18.- Nombre del Juicio: “Asociación Gremial Parque Industrial Escuadrón 1° Etapa con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 26 de enero de 2010.  
Tribunal: Primer Juzgado de letras en lo Civil de Coronel.  
Materia: Se reclama pago de indemnización por servidumbre.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Para fallo de primera instancia.

30.1.19.- Nombre del Juicio: “Rosales Campos Pedro Alfonso con Berger Ingeniería y CGE Distribución S.A.”

Fecha: 14 de junio de 2011.  
Tribunal: Juzgado de letras de Concepción.  
Materia: Indemnización por accidente de trabajo.  
Cuantía: M\$50.000.  
Estado: Etapa de prueba.

30.1.20.- Nombre del Juicio: “Montero con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 19 de enero de 2011.  
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.  
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.

Cuantía: M\$25.000.  
Estado: Período de discusión.

30.1.21 |.- Nombre del Juicio: “Servicio Nacional del Consumidor con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 19 de enero de 2011.  
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago.  
Materia: Acción colectiva conforme la ley de Protección de los Derechos de los Consumidores por errores de facturación.  
Cuantía: Indeterminada.  
Estado: Se presentó recurso de apelación que se encuentra pendiente de resolución.

30.1.22.- Nombre del Juicio: “Vega con CGE Distribución S.A.”

Fecha: 14 de septiembre de 2011.  
Tribunal: 1° Juzgado de Civil de Temuco.  
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por corte de suministro y cobros indebidos.  
Cuantía: M\$50.196.  
Estado: Período de discusión.

30.1.23.- Nombre del Juicio: “Riquelme y Otro con CGE Distribución S.A.”

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.

**30.2.- Juicios ante tribunales arbitrales:**

30.2.1.-Nombre del juicio: “Ingeniería Paviol con CGE Distribución S. A.”

Árbitro: Arturo Yrarrázaval Covarrubias.  
Materia: Indemnización de perjuicios por diferencias de montos en liquidación de contrato con contratista de CGED.  
Cuantía: MUF 58.  
Estado: Para fallo de primera instancia.

**30.3.- Juicios ante tribunales de Defensa de la Libre Competencia:**

30.3.1.-Nombre de juicio: “Gestora de Fondos de Inversión Privados San Pedro S.A. y otra contra CGE Distribución S.A.”

Materia: Demanda por infracción el 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, mas contingencia de multa.

Estado: Finalizado período de prueba. Pendiente la vista de la causa final.

#### 30.4.- Sanciones administrativas:

30.4.1.- Con fecha 14 de enero de 2005, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta N° 81-2005, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 550 UTM por no dar respuesta a solicitudes y reclamos de clientes dentro del 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.

#### 30.5.- Restricciones:

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

Indice	Medición	Factor
Razón de endeudamiento	Pasivo exigible sobre patrimonio más interés minoritario	< o = 1,5 veces
Patrimonio mínimo	Total patrimonio	> o = MUF 6.700
Activos en el sector electricidad	Total de activos	> o = 0,7 veces
Activos en el sector electricidad	Capital insoluto bonos	> o = 2 veces
Activos libres de garantías reales	Deuda Financiera	> o = 1,2 veces

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

Existen garantías directas entregadas por montos menores para el cumplimiento en la construcción de obras solicitadas por terceros.

### 32.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad es la siguiente al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Subsidiaria	31/12/2011				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	2	8	10	10
CHILLAN	0	11	21	32	32
CONCEPCION	1	42	70	113	104
CORONEL	0	9	16	25	22
CURICO	0	11	35	46	44
LINARES	0	7	17	24	25
LOS ANGELES	0	9	15	24	21
RANCAGUA	1	42	71	114	103
SAN BERNARDO	1	75	177	253	231
SAN FERNANDO	0	26	56	82	80
SANTIAGO	18	92	52	162	127
TALCA	0	64	134	198	182
TALCAHUANO	0	9	18	27	25
TEMUCO	1	36	60	97	87
TOME	0	8	8	16	14
VILLARRICA-PUCON	0	7	14	21	21
<b>Total</b>	<b>22</b>	<b>450</b>	<b>772</b>	<b>1.244</b>	<b>1.128</b>

Subsidiaria	31/12/2010				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	3	7	10	8
CHILLAN	0	12	20	32	31
CONCEPCION	3	35	56	94	93
CORONEL	0	11	13	24	22
CURICO	0	11	33	44	41
LINARES	0	7	15	22	23
LOS ANGELES	0	8	14	22	22
RANCAGUA	3	54	80	137	101
SAN BERNARDO	3	67	149	219	217
SAN FERNANDO	0	15	21	36	59
SANTIAGO	17	57	26	100	100
TALCA	3	56	119	178	160
TALCAHUANO	0	9	14	23	22
TEMUCO	3	33	40	76	73
TOME	0	6	6	12	12
VILLARRICA-PUCON	0	7	14	21	21
<b>Total</b>	<b>32</b>	<b>391</b>	<b>627</b>	<b>1.050</b>	<b>1.005</b>

### **33.- MEDIO AMBIENTE.**

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de energía eléctrica y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, realiza esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, la Sociedad cumple y hace 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, se ha suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

La Sociedad no ha sido afectada con desembolsos relacionados con el medio ambiente.

### **34.- HECHOS POSTERIORES.**

Aumento de capital

Entre el 31 de diciembre de 2011, fecha de cierre de los estados financieros y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieren afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos.



## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 8 de marzo de 2012

Señores Accionistas y Directores  
CGE Distribución S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de CGE Distribución S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y a los correspondientes estados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y a sus correspondientes notas, las cuales no se incluyen en este informe. En nuestro informe de fecha 8 de marzo de 2012 expresamos una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros.

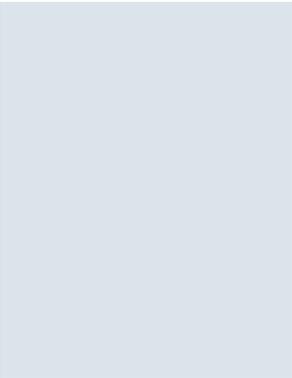
Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. 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. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, la información contenida en los estados financieros resumidos que se acompañan es razonablemente concordante, en todos sus aspectos significativos, con los estados financieros de los cuales éstos se han derivado. Sin embargo, por presentar los estados financieros resumidos información incompleta, éstos deben ser leídos en conjunto con los citados estados financieros auditados.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Anthony J.F. Dawes', written in a cursive style.

Anthony J.F. Dawes

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'PricewaterhouseCoopers', written in a cursive style.



**Dirección y Supervisión**

Departamento de Marketing CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

**Diseño y Diagramación**

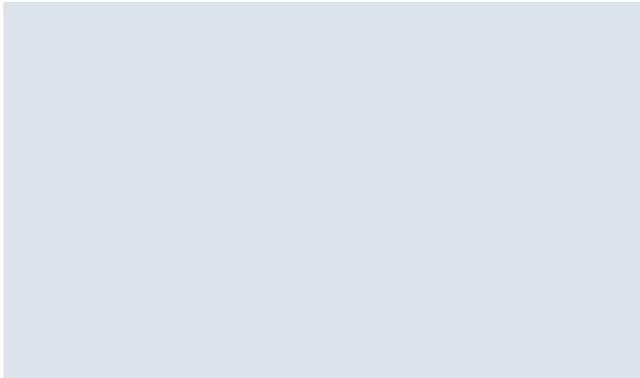
Clarke y Bernier Ltda.

**Fotografías**

Archivo CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

**Impresión**

Morgan Impresores S.A.





GRUPO CGE  
MEMORIA 2011

## IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social	CGE DISTRIBUCIÓN S.A.
Nombre de Fantasía	CGE DISTRIBUCIÓN
Domicilio Legal	Presidente Riesco 5561 · Piso 14 · Santiago
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Abierta
RUT	99.513.400-4
Sitio Web	<a href="http://www.cgedistribucion.cl">www.cgedistribucion.cl</a>
Correo Electrónico	<a href="mailto:cgedistribucion@cgedistribucion.cl">cgedistribucion@cgedistribucion.cl</a>
Código Postal	756 1127
Casilla	27002 · Clasificador 8
Teléfono	(56-2) 680 7000
Fax	(56-2) 680 7104
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública otorgada en Santiago el 31 de enero de 2003 en la notaría del señor Gonzalo de la Cuadra Fabres, publicada en el Diario Oficial N°37.483 de fecha 12 de febrero de 2003 e inscrita a fojas 4022 número 3193 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago del año 2003.
Inscripción	N°841 con fecha 11 de agosto de 2004

