



20 MEMORIA
ANUAL 12



Colaborador CGE Distribución





IDENTIFICACION

DE LA SOCIEDAD

Razón Social	CGE Distribución S.A.
Nombre de Fantasía	CGE DISTRIBUCIÓN
Domicilio Legal	Presidente Riesco 5561 piso 14, Santiago
Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima Abierta
RUT	99.513.400-4
Sitio Web	www.cgedistribucion.cl
Correo Electrónico	cgedistribucion@cgedistribucion.cl
Código Postal	756 1127
Casilla	Casilla 27002, Clasificador N°8
Teléfono	(56-2) 2680 7000
Fax	(56-2) 2680 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

2012
ANUAL MEMORIA



- 4** Palabras del Presidente
- 6** Directorio
- 7** Organigrama y Administración
- 8** Propiedad y Control de la Sociedad
- 16** Hechos Destacados 2012
- 18** Reseña Histórica
- 20** Informe a los Accionistas
- 26** Marcha de la Empresa
- 35** Gestión Comercial
- 40** Gestión Regulatoria
- 49** Gestión Administrativa y Financiera
- 53** Gestión de Personas
- 56** Gestión Técnica
- 62** Declaración de Responsabilidad
- 63** Estados Financieros e Informe de Auditor Independiente (CD adjunto)



PALABRAS DEL PRESIDENTE

ESTIMADOS ACCIONISTAS:

Por encargo del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, tengo el agrado de presentar la Memoria y Balance Anual de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2012.

El año 2012 estuvo focalizado en el cumplimiento de importantes desafíos, tanto en el ámbito interno como también en el sector de distribución eléctrica.

Recién comenzando el año, la Empresa dio un paso esencial en el plan de reorganización societaria del grupo de empresas EMEL, iniciado el 2010. Se trató de la aprobación de un aumento del capital social que permitió incorporar la totalidad de la participación accionaria que hasta entonces poseía la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) en EMEL SUR S.A (EMEL SUR). Con esto, CGE DISTRIBUCIÓN pasó a controlar directamente a EMEL SUR e indirectamente a sus filiales Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMELECTRIC) y la Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL), reflejando en sus estados financieros a partir del mes de marzo de 2012, la situación financiera consolidada con EMEL SUR y sus filiales.

También en el ámbito interno, la centralización de nuestra gestión en la implementación de procesos de eficiencia y calidad hizo posible avanzar gradualmente desde una pérdida de 17.698 millones de pesos en diciembre del año 2011, hacia un auspicioso resultado en el ejercicio 2012 que alcanzó una utilidad de 9.766 millones de pesos.

Este positivo balance es resultado de un importante proceso transversal, impulsado en el marco del modelo corporativo de CGE y sus filiales, cuyo objetivo ha sido promover la sustentabilidad en el largo plazo a partir de la gestión estratégica de tres focos: Eficiencia Operacional, Calidad de Servicio y Trabajo en Equipo. Se trata de lineamientos que, si bien han estado presentes de manera permanente en la gestión de la empresa, hoy adquieren un énfasis esencial para nosotros, reafirmando en cada decisión que tomamos y cada proyecto que lideramos, que

los clientes ocupan un lugar privilegiado en nuestra gestión y que estamos comprometidos con un servicio de excelencia.

En este marco, durante 2012 implementamos un nuevo modelo organizacional que significó uno de los mayores avances estructurales de los últimos años, adecuando la organización a la estrategia definida, implementando una estructura más resolutive, centralizando la gestión técnica y comercial, fortaleciendo la eficiencia en procesos internos y en la calidad de atención, y fomentando una mayor integración de nuestros equipos, de modo de mejorar nuestras respuestas a los requerimientos de una industria cada vez más dinámica y exigente.

Respecto del sector de distribución eléctrica, el año 2012 estuvo marcado por una intensa actividad regulatoria. Justamente en dicho período se dio inicio a los procesos de tarificación del valor agregado de distribución y de los servicios asociados al suministro eléctrico, correspondientes al cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016, cuyos efectos principales los veremos reflejados a partir del año 2013. En un ámbito relacionado, se continuó con el proceso de tarificación de los sistemas de subtransmisión, iniciado en el año 2009, y vigente para el cuatrienio 2011-2014, el cual tiene un impacto desfavorable en los márgenes de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Por su parte, fue promulgada la Ley de Medición Neta, que permitirá a los clientes finales que cuenten en sus casas con medios de generación renovables no convencionales, inyectar sus excedentes de energía a la red de las empresas distribuidoras.

Por otro lado, durante el año 2012 los precios de generación incluidos en las cuentas de los clientes sujetos a fijación de precios atendidos por CGE DISTRIBUCIÓN experimentaron bajas importantes, motivadas por los cambios en las fórmulas de indexación de los contratos de suministro suscritos con sus proveedores. Sin perjuicio de ello, dichos



precios siguen encontrándose en niveles altos, debido principalmente a las dificultades existentes para la ejecución de proyectos de generación y transmisión y a las barreras de entrada para el ingreso de nuevos actores en el mercado de la generación.

También nos parece relevante destacar positivamente el avance en la discusión que se ha realizado en el Congreso Nacional en relación con los proyectos de ley sobre Carretera Eléctrica y, especialmente, sobre Concesiones y Servidumbres Eléctricas, los cuales esperamos contribuyan a agilizar la tramitación de los proyectos de generación y transmisión. Sin embargo a pesar que estas iniciativas aportan a la mejora del sector, creemos que es necesaria una visión integral que permita, respetando a las comunidades y al medio ambiente, acompañar adecuadamente el desarrollo del país.

En este complejo escenario, y después de haber realizado tres licitaciones que fueron declaradas totalmente desiertas, CGE DISTRIBUCIÓN logró adjudicar sólo el 15% de sus requerimientos para abastecer, entre otros, los suministros asociados al contrato suscrito en 2009 con Campanario Generación S.A., empresa que fue declarada en quiebra en el año 2011. Además vemos con mucha preocupación, como en el mes de diciembre de 2012, se presentó un déficit en la energía contratada por EMELECTRIC y EMETAL para sus consumos regulados, a pesar que dichas empresas iniciaron un proceso de licitación en el año 2008, el cual no fue aprobado por la autoridad, y que este déficit se incluyó en los fallidos procesos de licitación efectuados por CGE DISTRIBUCIÓN durante el 2012. En esta materia, las empresas ya han entregado todos los antecedentes del caso al Gobierno.

En este mismo escenario, destacamos los avances de los procesos claves de nuestro negocio. Por un lado, la disminución de la pérdida de energía desde 9,2% a 8,1% es un claro ejemplo de ello, y por otro, la acertada gestión del Plan General de Cobranza

que significó una disminución de la cartera de deudores en 27.961 millones de pesos, equivalente a una reducción de 16% respecto de 2011, todo ello cimentado en una mayor efectividad en los procesos de suspensión y reposición de suministros y una eficiente gestión de la morosidad municipal y de los convenios de pago suscritos con los clientes.

De igual manera, la calidad del suministro que brindamos a los clientes atendidos desde la Región Metropolitana hasta la Región de la Araucanía, se soporta en una robusta infraestructura eléctrica que en 2012 consideró un plan de inversión que alcanzó los 23.000 millones de pesos con la materialización de 5.086 obras de electrificación, equipamiento y renovación, entre otras.

En este mismo sentido de eficiencia, sobresale el desempeño de nuestros equipos en materia de seguridad, siendo reconocidos en 2012 con los Premios "Consejo Nacional de Seguridad", "Excelencia en Prevención de Riesgos" y con el galardón "Esfuerzo en Prevención de Riesgos", entregados por el Consejo Nacional de Seguridad en reconocimiento a nuestro compromiso continuo con la Prevención de Riesgos y Seguridad Laboral.

Este compromiso trasciende desde nuestras operaciones hacia la comunidad a partir de actividades educativas, derivadas del plan de relacionamiento, y de prevención de accidentes durante las celebraciones de fiestas patrias, de fin de año y de campañas públicas específicas. Esta propuesta de valor también se plasma en el apoyo que entregamos para la materialización de proyectos comunitarios en la zona sur de la Región Metropolitana, y en el espíritu solidario de nuestros colaboradores que, tal como en años anteriores, aportaron a la campaña Misión Noche Buena, no sólo en la recolección de fondos, sino también en actividades de voluntariado desarrolladas, en conjunto con sus familias, en las comunas de Puente Alto y Parral.

Todos estos hitos describen un año intenso y a la vez sustentan una positiva valoración respecto del ejercicio 2011, medidas implementadas en nuestra empresa que están permitiendo avanzar hacia los resultados en la eficiencia y calidad que todos buscamos.

Finalmente, en mi primer balance como Presidente del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, deseo agradecer el valioso trabajo que nuestros colaboradores han desarrollado a lo largo del país, invitándoles a continuar con el compromiso que han demostrado en los desafíos actuales y futuros de nuestra empresa, en la relación con nuestros clientes y con el desarrollo de Chile.

Francisco Marín Jordán
Presidente del Directorio

DIRECTORIO



Presidente
Francisco Javier Marín Jordán
Ingeniero Civil en Obras Civiles
RUT: 8.351.571-6



Vicepresidente
Carlos Manuel Hornauer Herrmann
Ingeniero de Ejecución en Electricidad
RUT: 6.561.811-7



Director
Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen
Ingeniero Electricista
RUT: 6.562.488-5



Director
Cristián Bulnes Alamos
Ingeniero Comercial
RUT: 7.010.969-7



Director
Rafael Andrés Marín Jordán
Ingeniero Comercial
RUT: 8.541.800-9

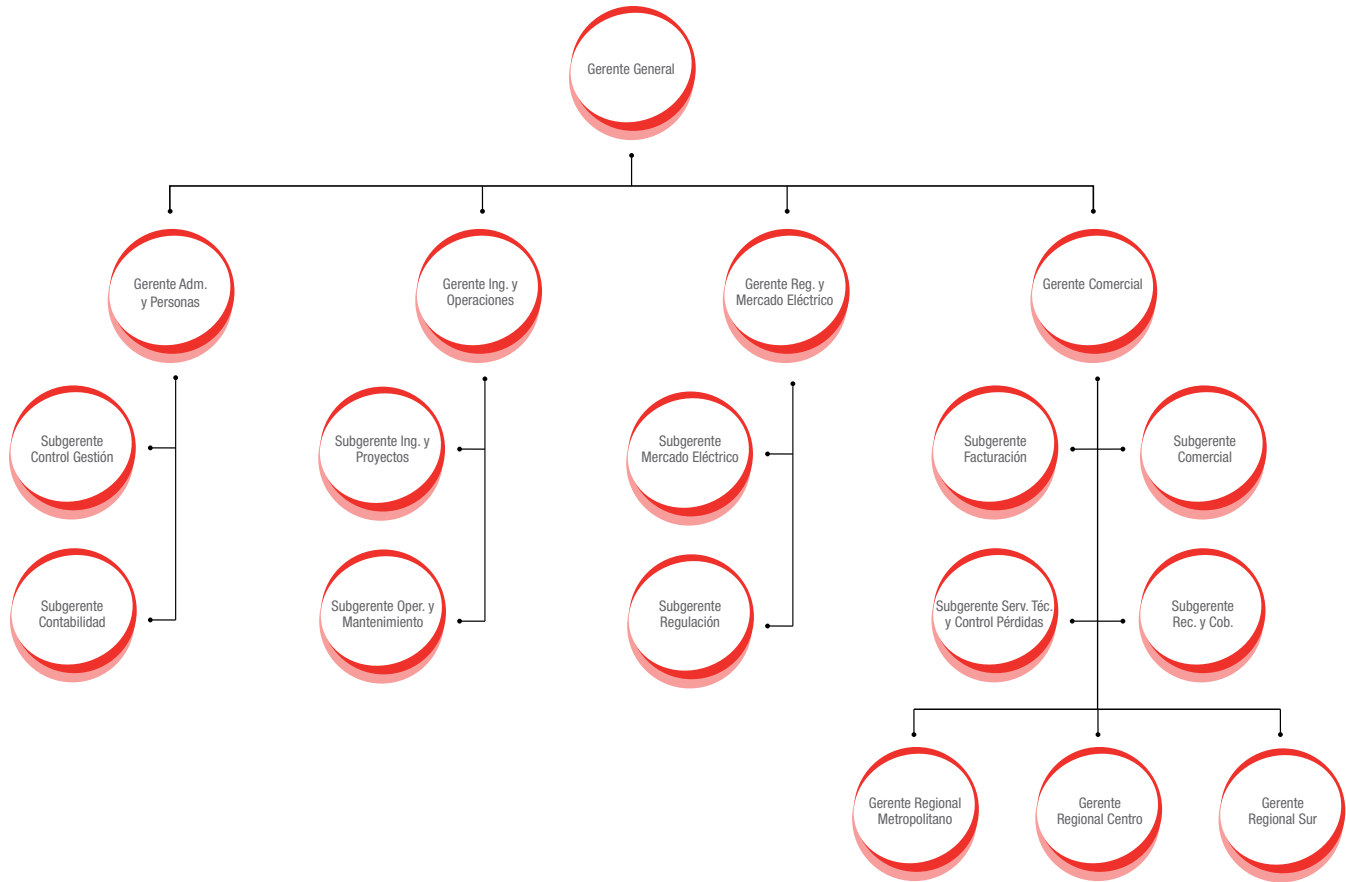


Director
Eduardo Rafael Morandé Montt
Ingeniero Comercial
RUT: 7.024.596-5



Director
Luis Gonzalo Palacios Vásquez
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 5.545.086-2

ORGANIGRAMA Y ADMINISTRACIÓN



Gerente General y Representante Legal

Cristián Saphores Martínez
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 7.052.000-1

Gerente de Administración y Personas

Álvaro Castillo Aguilera
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 9.693.102-6

Gerente Comercial

Iván Quezada Escobar
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.051.615-2

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 Regional Metropolitano

Gerardo María Parra
Ingeniero Comercial
RUT: 6.957.151-4

Gerente Regional Centro

Juan Carlos Oliver Pérez
Ingeniero Comercial
RUT: 7.662.705-3

Gerente Regional Sur

Esteban Hund Villagra
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 8.219.785-0

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 Arostegui
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 y Proyectos

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 Comercial

Giovanni Baselli Ferrer
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 10.335.243-6

Subgerente de Facturación

Rodrigo Parraguez Córdova
Ingeniero Comercial
RUT: 12.438.667-5

Subgerente de Recaudación y Cobranzas

Leonardo Lorca Muñoz
Ingeniero Comercial
RUT: 12.722.503-6

Subgerente Servicio Técnico y Control de Pérdidas

Jorge Carreño Tham
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 6.437.224-6

PROPIEDAD Y CONTROL DE LA SOCIEDAD



PROPIEDAD

Al 31 de diciembre de 2012, el Capital de la Sociedad se encuentra conformado por 177.174.714 acciones, serie única, íntegramente suscritas y pagadas por sus 1.202 accionistas. Los 12 principales accionistas se muestran en el siguiente cuadro:

Razón Social o Nombre Accionista	RUT	Acciones	% de participación
COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	90.042.000-5	176.771.823	99,7726%
NEGOCIOS Y VALORES S.A. CORREDORES DE BOLSA	96.586.750-3	14.842	0,0084%
DEMARIA CAMUS, PAULINA ALEJANDRA	10.257.781-7	14.248	0,0080%
DEMARIA CAMUS, GIAMPIERO	10.257.485-0	14.248	0,0080%
CAMUS LARENAS, ALICIA PAULINA	5.647.203-7	14.248	0,0080%
BCO CHILE POR CTA. DE 3ROS NO RESIDENTES	97.004.000-5	13.307	0,0075%
GOMEZ BRAVO, LUIS ALEJANDRO	7.239.809-2	12.816	0,0072%
MAASS FAUNDEZ, JUAN HUMBERTO	1.765.551-5	11.961	0,0068%
BORONIG SEILTGENS, VICTOR	4.180.811-K	11.630	0,0066%
LARRAIN VIAL S.A. CORREDORA DE BOLSA	80.537.000-9	11.545	0,0065%
CIA DE INVERSIONES LA ESPAÑOLA S.A.	93.727.000-3	10.844	0,0061%
INDUSTRIA NACIONAL DE PARABRISAS LAMINADOS S.A.I.C.	93.554.000-3	8.656	0,0049%
TOTAL		176.910.168	99,8507%

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 MM\$314,8, 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\$49.990.957, 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%.

CGE DISTRIBUCIÓN aprobó el 4 de enero de 2012 un aumento del capital social que permitió incorporar la totalidad de la participación accionaria que poseía Compañía General de Electricidad S.A. en Emel Sur S.A. Con esto, CGE DISTRIBUCIÓN pasó a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A.

El 26 de marzo de 2012, de acuerdo al aumento de capital aprobado por el directorio el 4 de enero de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN pasa a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A.

CONTROL

En conformidad a lo establecido en el artículo 97 y siguientes de la Ley 18.045, Compañía General de Electricidad S.A. es el controlador de CGE DISTRIBUCIÓN con una participación accionaria directa de 99,77%.

Compañía General de Electricidad S.A. no posee controlador al 31 de diciembre de 2012, sin embargo, las personas naturales o jurídicas que poseen directamente o a través de otras personas naturales o jurídicas, acciones que representan el 10% o más del capital de Compañía General de Electricidad S.A., son las siguientes:

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%

8

9

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 22,6358%, 20,9906% y 11,3569% del capital de la sociedad:

NOMBRE	RUT	Participación
CONSTRUCTORA DE VIV.ECONOMICAS SANTA MARTA LTDA.	86.911.800-1	6,2647%
INVERSIONES HEMACO LTDA.	96.647.170-0	4,5701%
DOÑA MARIA LORETO S.A.	96.721.970-3	3,4793%
FOGER SOCIEDAD DE GESTION 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%
INVERSIONES EL MAYORAZGO LTDA.	96.803.670-K	0,4658%
MARIN Y CIA.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%
COMPAÑIA DE RENTAS EPULAFQUEN LTDA.	78.802.860-1	0,1541%
COMPAÑIA 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 HUIHUE LTDA.	78.511.400-0	0,1400%
COMPAÑIA DE RENTAS LIMAR LTDA.	77.311.230-4	0,1179%
MARIN JORDAN, LUIS IGNACIO	8.541.797-5	0,1070%
COMPAÑIA DE RENTAS TRIGAL LTDA.	77.309.810-7	0,1043%
RENTAS PADUA LTDA.	76.005.220-5	0,0913%
RENTAS LAS ROCAS LTDA.	76.005.480-1	0,0896%
RENTAS SANTA BLANCA LTDA.	76.005.420-8	0,0814%
RENTAS KIEV LTDA.	76.005.400-3	0,0781%
RENTAS SAN RAMON LTDA.	76.005.360-0	0,0759%
MARIN ESTEVEZ, FRANCISCO JAVIER	2.773.387-5	0,0481%
MARIN JORDAN, JOSE ANTONIO	8.541.799-1	0,0474%
CORREA DE MARIN, MARIA LUZ	2.903.022-7	0,0468%
RENTAS CAMINO MIRASOL LTDA.	78.547.560-7	0,0315%
MARIN JORDAN, RAFAEL ANDRES	8.541.800-9	0,0163%
MARIN JORDAN, MARIA ELENA	8.351.573-2	0,0137%
MARIN JORDAN, FRANCISCO JAVIER	8.351.571-6	0,0120%
JORDAN DE MARIN, ELENA	3.010.063-8	0,0102%
ALAMOS OLIVOS, MARIA CAROLINA	10.045.492-0	0,0095%
MARIN CORREA, MARIA LUZ	7.205.867-4	0,0095%
MARIN CORREA, MARIA LORETO	7.678.119-2	0,0050%
MARIN CORREA, MARTA EUGENIA	8.131.765-8	0,0040%
MARIN CORREA, GUILLERMO	6.337.692-2	0,0021%
MARIN CORREA, MARIA JOSEFINA	7.678.118-4	0,0006%
CERDA COSTABAL, XIMENA	11.847.354-K	0,0004%
HIRTH INFANTE, MARIA DE LOS ANGELES	9.827.021-3	0,0003%
PARTICIPACIÓN GRUPO FAMILIA MARÍN		22,6358%



NOMBRE	RUT	Participación
INVERSIONES TUNQUEN S.A.	96.607.940-1	5,5453%
INVERSIONES ALMERIA 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 LOPEZ, 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%
RENTAS TALCAN LTDA.	76.255.630-8	0,0399%
RENTAS ENTEN LTDA.	76.255.750-9	0,0361%
RENTAS INVERPLUS LTDA.	76.255.680-4	0,0312%
HORNAUER HERRMANN, CARLOS MANUEL	6.561.811-7	0,0260%
INVERSIONES BOSQUES DE MONTEMAR LTDA.	77.462.460-0	0,0257%
RENTAS COLIUMO LTDA.	76.255.660-K	0,0204%
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%
HORNAUER HERRMANN, JOSE LUIS	5.771.955-9	0,0102%
MUÑOZ HAAG, GABRIELA DE LOS ANGELES	7.088.905-6	0,0101%
HUGHES MONTEALEGRE, DOREEN VIVIAN	6.116.003-5	0,0100%
VACCARI GIRAUDO, BRUNELLA A.	6.792.980-2	0,0091%
HORNAUER HERRMANN, RICARDO	6.561.810-9	0,0081%
HORNAUER HERRMANN, PATRICIO	6.561.812-5	0,0081%
HORNAUER HERRMANN, CLAUDIO RODOLFO	6.900.325-7	0,0081%
INVERSIONES AMRA LTDA.	77.211.890-2	0,0062%
REITZ AGUIRRE, EDUARDO	5.119.300-8	0,0023%
NEUWEILER HEINSEN, SANDRA MARIA	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 URENDIA, LUIS	5.308.039-1	0,0004%
NEUWEILER NAHMIA, CATALINA	18.584.546-K	0,0004%

NOMBRE	RUT	Participación
NEUWEILER NAHMIA, 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%
REITZ LAGAZIO, JESSICA	12.448.022-1	0,0003%
INMOBILIARIA E INVERSIONES LOS LILIUM LTDA.	77.068.150-2	0,0003%
REITZ RIVEAUD, DARIA EKATERINA	13.335.718-1	0,0003%
ASPILLAGA GOUDIE, RODRIGO	12.022.555-3	0,0003%
AUSSET REITZ, NICOLE DANIELA	15.098.805-5	0,0003%
REITZ LOBO, NICOLAS FERNANDO	16.302.985-5	0,0003%
REITZ AGUIRRE, FERNANDO	7.224.459-1	0,0003%
REITZ LOBO, MARIA FERNANDA	17.996.565-8	0,0003%
REITZ LOBO, FELIPE TOMAS	17.120.288-4	0,0003%
ASPILLAGA URENDIA, MARIA CRISTINA	7.715.865-0	0,0002%
IDIAQUEZ REITZ, IGNACIO JAVIER	17.993.600-3	0,0001%
AUSSET REITZ, PEDRO PABLO	13.852.030-7	0,0001%
ASPILLAGA FAVIER, LUIS	674.834-1	0,0001%
INVERSIONES LAU LTDA.	77.095.060-0	0,0001%
REITZ RIVEAUD, MARTIN ALEXANDER	8.547.689-0	0,0000%
ASPILLAGA GOUDIE, PABLO ANDRES	12.022.554-5	0,0000%
PARTICIPACIÓN GRUPO ALMERÍA		20,9906%

10

11

NOMBRE	RUT	Participación
INMOBILIARIA LIGUAI S.A.	96.656.700-7	2,7833%
INMOBILIARIA LOMAS DE QUELEN S.A.	96.722.800-1	2,0486%
INVERSIONES APALTA S.A.	96.616.050-0	2,0234%
INVERSIONES EL MAQUI LIMITADA	79.992.140-5	1,1037%
CRUZ DE PEREZ, MARIANA	2.288.980-K	0,3291%
PEREZ CRUZ, CARMEN GLORIA	7.746.964-8	0,2651%
PEREZ CRUZ, MARIANA	5.711.224-7	0,2620%
PEREZ CRUZ, XIMENA	8.123.872-3	0,2616%
PEREZ CRUZ, MATIAS	8.649.794-8	0,2609%
PEREZ CRUZ, PABLO JOSE	6.441.732-0	0,2609%
PEREZ CRUZ, ANA MARIA	5.711.299-9	0,2609%
PEREZ CRUZ, ANDRES	7.561.860-3	0,2609%
PEREZ CRUZ, MARIA BERNARDITA	5.711.247-6	0,2609%
PEREZ CRUZ, JOSE TOMAS	8.639.020-5	0,2461%
PEREZ ZAÑARTU, MARIA LUISA	2.306.903-2	0,2205%
RESPALDIZA BILBAO, LORETO	7.027.518-K	0,0408%
FUND. OSVALDO PEREZ VALDES Y MARIA LUISA	71.599.300-7	0,0395%
INVENER S.A.	76.656.280-9	0,0330%
ROMPEOLAS INVERSIONES LIMITADA	76.807.570-0	0,0320%
QUILLAICO INVERSIONES LIMITADA	76.809.620-1	0,0297%
PUNTA LUJAN INVERSIONES LIMITADA	76.647.650-3	0,0297%
TOLTEN INVERSIONES LTDA.	76.810.000-4	0,0287%
MANANTIALES INVERSIONES LTDA.	76.810.330-5	0,0271%
LAS TRANCAS INVERSIONES S.A.	76.736.890-9	0,0265%
EL AJIAL INVERSIONES LIMITADA	76.854.880-3	0,0252%
PEREZ ZAÑARTU, ANA MARIA	2.128.879-9	0,0196%
SUBERCASEAUX PEREZ, MARIANA	8.812.948-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, MARIA LUISA	8.794.078-0	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, TRINIDAD	9.907.931-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, JOSEFINA	13.924.891-0	0,0124%
GARCIA-HUIDOBRO GONZALEZ, MARIA ANGELICA	6.067.785-9	0,0096%
CAMUS PEREZ, JUAN JOSE	15.638.998-6	0,0070%
DEL SOLAR CONCHA, RODRIGO	5.711.379-0	0,0070%
CAMUS PEREZ, MARIA IGNACIA	19.247.229-6	0,0069%
CAMUS PEREZ, FELIPE	18.024.995-8	0,0069%
CAMUS PEREZ, CRISTIAN ANDRES	14.614.588-4	0,0069%
COUSIÑO PRIETO, XIMENA	10.335.744-6	0,0062%
PEREZ RESPALDIZA, MARIA LORETO	15.640.936-7	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, SANTIAGO	19.243.108-5	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, JOSÉ FRANCISCO	16.610.956-6	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, SOFIA DEL CARMEN	19.638.868-0	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, CRISTOBAL JOSÉ	17.701.206-8	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, PABLO ANDRES	16.096.127-9	0,0048%
INVERSIONES SAN JOSE DE LOS LAGOS S.A.	96.754.870-7	0,0042%
PEREZ COUSIÑO, MARTIN	19.669.745-4	0,0031%

NOMBRE	RUT	Participación
PEREZ COUSIÑO, JOSE MANUEL	20.472.395-8	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, XIMENA	21.575.980-6	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MAXIMILIANO	19.242.959-5	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, GONZALO	21.058.937-6	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MATIAS	18.768.433-1	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MARIA ELISA	19.961.007-4	0,0031%
PAIVA CASALI, RAUL	1.890.820-4	0,0028%
CAMUS VALVERDE, CRISTIAN	6.067.352-7	0,0024%
ROMUSSI PEREZ, VALENTINA	17.264.485-6	0,0015%
ROMUSSI PEREZ, JUAN PABLO	17.957.553-1	0,0015%
ROMUSSI PEREZ, JORGE ANDRES	16.662.201-8	0,0015%
DEL SOLAR PEREZ, ANA MARIA	9.911.702-8	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, MAGDALENA	15.960.175-7	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, RODRIGO	9.911.781-8	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, NICOLAS	15.322.308-4	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, IGNACIO	18.018.297-7	0,0012%
HAEUSSLER PEREZ, DIEGO JOSE	18.019.794-K	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, MARTIN	15.643.157-5	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, RAIMUNDO	19.639.860-0	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, CATALINA	16.098.629-8	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, MACARENA	18.933.208-4	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, XIMENA AURORA	13.549.980-3	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, CARLOS JOSE	14.119.972-2	0,0009%
SUCESION PEREZ ZAÑARTU CLEMENTE	23.085-5	0,0002%
PARTICIPACIÓN GRUPO FAMILIA PÉREZ CRUZ		11,3569%

12

13





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 2012 por los miembros del Controlador, Directores, Gerentes y Ejecutivos:

Nombre Accionista	Relación con Sociedad	Acciones Compradas	Objeto	Precio	Monto
COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	ACCIONISTA MAYORITARIO - CONTROLADOR	12.098	Control	4.380,00	52.989.240
COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	ACCIONISTA MAYORITARIO - CONTROLADOR	52.701.179	Control	2.314,54	121.978.986.843
COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	ACCIONISTA MAYORITARIO - CONTROLADOR	20.585	Control	3.764,15	77.485.028
GOMEZ BRAVO, LUIS ALEJANDRO	GERENTE ZONAL	594	Inversión	2.314,54	1.374.837

Respecto al 2011, las transacciones fueron las siguientes:

Nombre Accionista	Relación con Sociedad	Acciones Compradas	Objeto	Precio	Monto
COMPAÑIA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	ACCIONISTA MAYORITARIO	10.447	Control	4.380,00	45.757.860

ESTADÍSTICA TRIMESTRAL DE TRANSACCIONES BURSÁTILES

La estadística trimestral de transacciones bursátiles para los últimos tres años, considerando las transacciones efectuadas en las bolsas de Comercio de Santiago, de Corredores de Valparaíso y Electrónica de Chile, es la siguiente (*):

Año	Periodo Trimestre	N° Acciones transadas	Monto Total transado (\$)	Precio promedio (\$)
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
2012	1°	3.093	7.423.200	2.400,00
	2°	0	0	0,00
	3°	5.337	19.746.900	3.700,00
	4°	364	1.290.834	3.546,25

(*) 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 2010, 2011 y 2012 se aprecia en el siguiente gráfico:

IGPA vs Precio Acción CGED



HECHOS DESTACADOS 2012

ENERO

“PONLE ENERGÍA A TU BARRIO”

Se inicia campaña “Ponle Energía a tu Barrio”, correspondiente a la segunda etapa del Plan Social Junta de Vecinos, el que tiene por objetivo reforzar el proceso de recuperación de la operatividad normal y seguimiento de los pagos de los clientes, a través de un plan de vinculación (enero a marzo 2012) y un plan de profundización del vínculo (abril a diciembre de 2012).



FEBRERO

ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA

El Poder Ejecutivo presentó la Estrategia Nacional de Energía, la que tiene como finalidad adoptar una posición respecto del desarrollo futuro de la matriz de energía, junto con delinear las principales orientaciones y medidas que se implementarán para su materialización.

MARZO

INCORPORACIÓN DE EMEL SUR A CGE DISTRIBUCIÓN

El 26 de Marzo, de acuerdo al aumento de capital aprobado por el directorio el 4 de enero de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN pasa a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A.

LEY DE MEDICIÓN NETA

Fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.571, mediante la cual se regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

FIJACIÓN DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN Y DE PRECIOS DE SERVICIOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO

En conformidad con lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos, se dio inicio al proceso de fijación de las componentes de valor agregado de distribución y de las tarifas de servicio asociadas al suministro de energía eléctrica.

AGOSTO

DECRETO DE RACIONAMIENTO

Se dio término a la vigencia del Decreto N° 26/2011 del Ministerio de Energía, mediante el cual se dispusieron medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

SEPTIEMBRE

IMPLEMENTACIÓN AUTOCONSULTA

Con el fin de otorgar una mejor atención a nuestros clientes en las oficinas comerciales, se lanzó el proyecto de los autoconsultas, sistema que entrega cupones de pago, con la posibilidad de informar la deuda más antigua. Esto significó una baja en las consultas frecuentes en las plataformas por este motivo, mejorando los tiempos de atención para nuestros clientes.





OCTUBRE

REGULACIÓN DE NUEVOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

El Tribunal de Defensa de la Libre Competencia calificó como sujetos a fijación de precios los servicios de arriendo de equipos de medida electrónicos, retiro de equipos de medida electrónicos, reubicación de empalmes y equipos de medida, cambio de acometida por concéntrico, reparación de empalmes, ejecución o instalación de empalmes provisorios y arriendo de empalmes provisorios.

NOVIEMBRE

NUEVA TECNOLOGÍA PARA CLIENTES RESIDENCIALES

Como parte del plan piloto de aplicación de sistema de medición remota para clientes residenciales (AMR), se concluye la instalación de 1.000 medidores en diversos conjuntos habitacionales en las zonas San Bernardo, Rancagua y Concepción. Esta tecnología permite realizar, tanto la lectura de los medidores, como la suspensión y reposición del suministro en forma remota, además de identificar en línea posibles intervenciones de los clientes a los equipos de medida.

NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Considerando los focos estratégicos y desafíos de la Compañía, se modificó la estructura organizacional. Estos cambios buscan fortalecer la calidad de servicio a los clientes y avanzar hacia una mayor eficiencia operacional, en respuesta a las exigencias impuestas por los procesos regulatorios y por clientes cada vez más empoderados en sus derechos como consumidores.

El nuevo modelo avanza desde la estructura matricial vigente hacia una organización más plana y resolutive, caracterizada por la centralización de la gestión en los ámbitos técnico y comercial.

Se fusionan las Gerencias de Administración y Finanzas y Gestión de Personas, estableciendo la Gerencia de Administración y Personas.

En la Gerencia Comercial se fusionan las Gerencias Comercial y de Operaciones Comerciales.

Se sustituyen las cinco Gerencias Zonales actuales por tres Gerencias Regionales, focalizadas principalmente hacia la relación con clientes, coordinación de procesos comerciales, junto a asuntos públicos y comunidad. En virtud de este énfasis, las Gerencias Regionales tienen dependencia directa de la Gerencia Comercial.

Dentro del mismo contexto de calidad de servicio al cliente y de eficiencia operacional, la Gerencia de Ingeniería y Operaciones, asume la responsabilidad integral de la gestión técnica de la Compañía, por lo que las actuales Subgerencias Técnicas quedan bajo su dependencia directa.

DICIEMBRE

LICITACIONES DE SUMINISTRO

Se adjudicó parcialmente a la empresa AES GENER S.A. el cuarto llamado de licitación para abastecer, entre otros, los consumos sujetos a fijación de precios asociados al contrato suscrito con CAMPANARIO GENERACIÓN S.A. en el año 2009.

REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 130/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se aprueba el reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de su operación.

MISIÓN NOCHE BUENA

Con el apoyo y compromiso de cada uno de sus colaboradores, CGE DISTRIBUCIÓN participó activamente en la realización de la campaña solidaria "Misión Noche Buena", llegando en esta oportunidad con este beneficio a más de 5 mil familias de escasos recursos.



RESEÑA HISTÓRICA

CGE DISTRIBUCIÓN es filial de la Compañía General de Electricidad S.A., 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 era del 99,9999%.

El 4 de enero de 2012, se aprobó un aumento del capital social que permitió incorporar la totalidad de la participación accionaria que poseía Compañía General de Electricidad S.A. en Emel Sur S.A. Con esto, CGE DISTRIBUCIÓN pasó a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A.

El 26 de marzo de 2012, de acuerdo al aumento de capital aprobado por el directorio el 4 de enero de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN pasa a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A.

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 99,77% de las acciones emitidas de ésta.



⋮ INFORME A LOS ACCIONISTAS

20 MEMORIA
ANUAL 12

Colaborador CCE DISTRIBUCIÓN



INFORME A LOS ACCIONISTAS

El Directorio presenta para vuestro conocimiento y consideración la Décima Memoria Anual y los Estados Financieros Consolidados Auditados de CGE DISTRIBUCIÓN, correspondientes al ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2012.

A partir de marzo de 2012, los estados financieros se presentan de manera consolidada, por lo que el resultado está conformado por los resultados de CGE DISTRIBUCIÓN más EMEL SUR desde abril de 2012.

La gestión del ejercicio 2012 arroja una utilidad consolidada de MM\$ 9.766, la que contrasta positivamente con la pérdida de MM\$ 17.698 registrada en el ejercicio 2011.

Este incremento en la utilidad se explica por el aumento registrado en los ingresos Individuales de operación de CGE DISTRIBUCIÓN y al efecto de consolidación de los resultados de EMEL SUR a contar del mes de abril de 2012.

En términos individuales, CGE DISTRIBUCIÓN, presentó una disminución en sus ingresos de operación, producto de la disminución de la tarifa de venta promedio de energía de un 13,0%, lo que fue contrarrestado por un fuerte crecimiento de las ventas físicas de energía en 5,4%. Por otra parte los costos individuales de operación disminuyeron, producto de una reducción en la tarifa de compra promedio de energía, lo que fue compensado por una mayor provisión de incobrables y un aumento puntual en los gastos de administración y operación asociados a la puesta en marcha de actividades de recuperación de pérdidas administrativas y mejoramientos del servicio de atención al cliente.

Finalmente, los activos y pasivos consolidados del ejercicio 2012 alcanzaron los MM\$ 839.679 y MM\$ 429.777 respectivamente.

Año	Ventas	Activos	Pasivos	Resultado 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)
2012**	671.001	839.679	429.777	9.766

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

** Valores consolidados

20

21

DIVIDENDOS

Con fecha 25 de septiembre de 2012, se canceló el dividendo provisorio N°31, ascendente a la suma de M\$3.189.145, con cargo al resultado del ejercicio 2012.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, se canceló el dividendo provisorio N°32, ascendente a la suma de M\$1.240.223, con cargo al resultado del ejercicio 2012.

El cuadro presentado a continuación muestra la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo.

Utilidad repartida con cargo al ejercicio

Año	MM\$ moneda histórica	% Utilidad Ejercicio
2005	28.044	90,10%
2006	32.250	94,80%
2007	36.597	95,00%
2008	35.019	95,00%
2009*	33.510	88,60%
2010*	10.392	85,90%
2011*	0	0,00%
2012*	6.555	67,13%

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

El siguiente cuadro muestra los dividendos anuales repartidos por acción.

Dividendos pagados por acción

Año	MM\$ moneda histórica
2005	256,44
2006	295,00
2007	324,00
2008	290,00
2009*	284,88
2010*	86,50
2011*	18,67
2012*	37,00

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



UTILIDAD DISTRIBUIBLE

Al depurar la utilidad del ejercicio en conformidad a lo dispuesto por la Superintendencia de Valores y Seguros se determina la utilidad distribuible, de la siguiente forma:

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	MM\$
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	9.766
PÉRDIDAS ACUMULADAS QUE NO PROVIENEN DE AJUSTES POR PRIMERA ADOPCIÓN IFRS	0
UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	9.766

De ser aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2012 representarán un 67,13% de la utilidad distribuible. Los montos correspondientes a los dividendos provisorios y al definitivo se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Para el ejercicio 2013, al igual que para los ejercicios 2012 y 2011, 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 2013. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas pronunciarse sobre el dividendo definitivo del ejercicio 2013.

La política expuesta para el 2013, 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

El Directorio propone a la Junta Ordinaria de Accionistas distribuir la utilidad del ejercicio en la siguiente forma:

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES	MM\$
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N°31 DE AGOSTO DE 2012	3.189
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N°32 DE NOVIEMBRE DE 2012	1.240
A PAGAR DIVIDENDO DEFINITIVO N°33	2.126
PAGOS DIVIDENDOS EVENTUALES EN EJERCICIOS FUTUROS ART. 80, LEY 18.096	3.211
TOTAL DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES	9.766

22

23



CAPITAL Y RESERVAS

Al 31 de diciembre de 2012 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de CGE DISTRIBUCIÓN asciende a 177.174.714 y el patrimonio de la Sociedad alcanza a MM\$ 407.485, lo que corresponde a un valor de libros de \$ 2.299,9 por acción a igual fecha.

Aceptada por la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de la utilidad del ejercicio que se propone, el capital y fondos de reservas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012 quedarían como sigue:

Capital y reservas	MM\$
Capital emitido	312.364
Ganancias acumuladas	16.058
Otras Reservas	76.937
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	405.359

COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE LOS ACCIONISTAS

Durante el ejercicio 2012 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 16 de abril de 2012, se procedió a la elección del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, resultando elegidos como Directores, por un periodo de tres años, los señores Francisco Javier Marín Jordán, Carlos Manuel Hornauer Herrmann, Cristián Bulnes Álamos, Rafael Andrés Marín Jordán, Eduardo Rafael Morandé Montt, Luis Gonzalo Palacios Vásquez y Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen.

En Sesión Ordinaria de Directorio de fecha 20 de abril de 2012, por unanimidad se ratificó como Presidente al señor Francisco Javier Marín Jordán, como Vicepresidente al señor Carlos Manuel Hornauer Herrmann y como Secretario al señor Rafael Salas Cox.

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

Presidente

Francisco Javier Marín Jordán

Vicepresidente

Carlos Manuel Hornauer Herrmann

Directores

Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen

Cristián Bulnes Álamos

Rafael Andrés Marín Jordán

Eduardo Rafael Morandé Montt

Luis Gonzalo Palacios Vásquez



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:

Nombre	Cargo	01-01-2012 31-12-2012			01-01-2011 31-12-2011		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Francisco Javier Marín Jordán	Presidente	22.391			13.793		22.685
Francisco J. Marín Estévez	Ex - Presidente	8.073			27.587		45.369
Carlos Manuel Hornauer Herrmann	Vice-Presidente	12.197			13.793		22.685
Gonzalo Rodríguez Vives	Ex-Director	3.024			13.793		0
Juan Hornauer López	Ex-Director	0			0		6.774
Pablo Guarda Barros	Ex-Director	4.037			12.825		0
Cristian Eugenio Neuweiler Heinsen	Director	12.201			13.793		15.910
Pablo J. Pérez Cruz	Ex-Director	4.037			13.793		22.685
Cristian Bulnes Álamos	Director	9.177					
Eduardo Rafael Morande Montt	Director	9.177					
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Director	9.177					
Rafael Andrés Marín Jordán	Director	8.159					
Totales		101.650	0	0	109.377	0	136.108

Durante 2012 y 2011 no existen otros gastos incurridos ni remuneraciones extraordinarias percibidas por el Directorio.

HECHOS RELEVANTES

Durante el ejercicio 2012 no hubo hechos esenciales comunicados por la Sociedad a la Superintendencia de Valores y Seguros.

AUDITORES EXTERNOS

Los Estados Financieros consolidados de CGE DISTRIBUCIÓN correspondientes al ejercicio 2012 han sido auditados por la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada, designada para tal objeto por la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 16 abril de 2012.

⋮ MARCHA DE LA EMPRESA

2012 MEMORIA
ANUAL



Colaborador CGE DISTRIBUCIÓN

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, 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.

En enero de 2012, el Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, aprobó un aumento del capital social que permitió incorporar la totalidad de la participación accionaria que poseía Compañía General de Electricidad S.A. en Emel Sur S.A. Con esto, CGE DISTRIBUCIÓN pasó a controlar directamente a Emel Sur S.A. e indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A.

PARTICIPACIÓN EN ASOCIACIÓN GREMIAL

Durante 2012, 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 el ámbito de la distribución en los siguientes temas:

- Discusión de Informes Técnicos de comisiones CADE y CCTP sobre política energética.
- Análisis y elaboración de propuestas de perfeccionamiento del mecanismo de licitaciones para el suministro asociado a clientes sujetos a fijación de precios.
- Estudio sobre la implementación de la incorporación de agentes comercializadores de energía.
- Análisis y elaboración de observaciones del proyecto de reglamento de la ley que regula el pago a los generadores residenciales.
- Fijación del Valor Agregado de Distribución y Tarifas de Servicios Asociados al Suministro No Consistentes en Energía Eléctrica.
- Fijación del Valor Anual de Subtransmisión.
- Presentación de antecedentes relacionados con el proyecto de ley de carretera eléctrica y el proyecto de ley sobre el procedimiento para otorgar concesiones eléctricas.
- Participación en reuniones de trabajo convocadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para la revisión y actualización de la norma de instalaciones eléctricas de corrientes fuertes (NSEG 5).
- Desarrollo y presentación a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de una propuesta para el mejoramiento del sistema de acreditación de elementos probatorios suficientes de calificación administrativa, de fallas internas postuladas como casos de fuerza mayor.
- Análisis del plan de integridad de redes eléctricas de distribución dispuesto por la Superintendencia de la Electricidad y Combustibles, en cuanto al desempeño de las instalaciones frente a temporales de lluvia y viento severos.
- Análisis y elaboración de observaciones sobre el reglamento de servicios complementarios.
- Actividades permanentes relativas a campañas de prevención de robo de conductores.
- Actividades de intercambio con otras asociaciones gremiales.

26

27



ÁMBITO DE NEGOCIOS

CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR, a través de EMELECTRIC y EMETAL, desarrollan su actividad en el mercado de distribución de energía eléctrica en comunas del sur de la Región Metropolitana y de las regiones V, VI, VII, VIII y IX del país, prestando servicio a un millón seiscientos sesenta y siete mil setecientos ochenta y seis clientes, tanto regulados como libres.

En el siguiente cuadro se ilustran las cifras más relevantes a diciembre de 2012:

	CGE DISTRIBUCIÓN	EMEL SUR	Total
Líneas de media tensión (km)	10.527	11.500	22.027
Líneas de baja tensión (km)	14.542	6.848	21.390
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	2.267	298	2.565
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	2.059	443	2.502
Energía vendida (GWh)	7.077	1.223	8.300
Clientes	1.392.641	275.145	1.667.786

POLÍTICA DE INVERSIÓN

Durante el año 2012 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 normativa legal vigente, y renovar todas aquellas instalaciones que se encuentran al término de su vida útil.

Estas inversiones alcanzaron un monto total de MM\$22.996, de los cuales MM\$18.244 corresponden a CGE DISTRIBUCIÓN y MM\$4.752 a su filial EMEL SUR, destinados a obras de electrificación, ampliación y mejoramiento, equipamiento, renovación de instalaciones y control de pérdidas eléctricas.

POLÍTICA DE FINANCIAMIENTO

Durante el año 2012 se ha recurrido a distintas fuentes de financiamiento que incluyen 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:

- CGE DISTRIBUCIÓN prepagó deuda con Banco de Chile y Banco BBVA (USD) financiado con la suscripción de nuevos préstamos bancarios por MM\$15.000 y MUF 1.065 con el Banco BBVA.
- Se prorrogaron préstamos bancarios por MUF 890 con Banco Itaú y MM\$20.000 con Banco Estado.
- A diciembre de 2012, el riesgo de la 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 negativo.
- Los bonos mantienen la clasificación de la agencia Feller Rate en AA- y Fitch Ratings asignó un Outlook Negativo 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 y sólidos indicadores de solvencia, aspectos complementados por el alto grado de integración financiera que experimenta con la matriz CGE.
- EMEL SUR suscribió un préstamo bancario por MM\$5.000 con el Banco Penta.



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 y su filial EMEL SUR, han operado con un contrato de cuenta corriente mercantil con su matriz CGE, lo que ha significado movimientos de más de MM\$ 900.000 de la primera y MM\$ 15.000 de la segunda.

FACTORES DE RIESGO

CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR realizan sus operaciones 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 sufrió algunas modificaciones importantes en los años 2004 y 2005, ha permitido, 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 y su filial EMEL SUR desarrollan sus actividades, las inversiones se han efectuado normalmente, respondiendo adecuadamente a las necesidades de la demanda.

Por otra parte, 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, que corresponde a aquellos cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW. 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 e inferior a 2.000 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 2008, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos, CGE DISTRIBUCIÓN contrató el total del suministro de sus clientes regulados con 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 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.

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.

La señalada Resolución N° 2288/2011 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles tendrá vigencia mientras no se resuelva la situación material de incumplimiento de Campanario Generación S.A. 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 General de Servicios Eléctricos, una vez terminados o resueltos los contratos existentes, según la normativa vigente.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro, con el objeto de licitar el bloque de suministro contratado con Campanario Generación S.A., para el evento en que el contrato suscrito con ella termine anticipadamente. Además, el Ministerio de Energía, mediante carta N° 340 del 23 de marzo de 2012, señaló que, considerando la excepcional situación en la que se encuentra, corresponde que CGE DISTRIBUCIÓN proceda, sin más trámite y en el más breve plazo a poner término anticipado a dicho contrato, sin perjuicio de su obligación de iniciar el proceso de licitación de suministro que le permita dar cumplimiento a las obligaciones dispuestas en la ley.

Así, con fecha 25 de abril de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN suscribió con el Síndico de la Quiebra, Hernán Chadwick Larraín, un Contrato de Transacción Extrajudicial, en el cual las partes aceptaron poner término anticipado al contrato, sujeto a la condición de iniciarse el suministro total de energía eléctrica para los clientes regulados por parte de una o más empresas adjudicatarias del o

los procesos de licitación iniciados a consecuencia de la instrucción de SEC, impartida mediante el ya referido Oficio N° 1308/2012, y aprobados por CNE.

De este modo, el 7 de diciembre de 2012, después de haber realizado tres licitaciones declaradas desiertas, con el objeto de adjudicar, entre otros, los suministros asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A., CGE DISTRIBUCIÓN adjudicó el 15% de la energía requerida a la empresa AES GENER S.A. Actualmente, se encuentran en elaboración nuevas bases para efectuar una nueva convocatoria con el fin de licitar la energía no adjudicada a la fecha.

Por otro lado, debido al término, el 31 de diciembre de 2013, del bloque variable de los contratos suscritos en el año 2006 y para cubrir algunos déficits detectados, CGE DISTRIBUCIÓN presentó a la Comisión Nacional de Energía, en el mes de noviembre de 2011, bases para la realización de un proceso de licitación adicional, las cuales se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad.

Del mismo modo, para abastecer el consumo de sus clientes regulados, EMELECTRIC y EMETAL – empresas controladas por CGE DISTRIBUCIÓN a través de su filial EMEL SUR - cuentan con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas en el año 2006, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los procesos mencionados, dichas empresas suscribieron contratos de suministro para abastecer el consumo de sus clientes regulados con Empresa Nacional de Electricidad S.A. y AES Gener S.A., los cuales tienen vigencia hasta los años 2019 y 2024, respectivamente.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron el año 2012, EMELECTRIC y EMETAL iniciaron el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes, las cuales a la fecha se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad. En el mes de enero de 2013, las sociedades han comunicado esta situación a la Comisión Nacional de Energía, señalándole que resulta necesario que instruya o solicite a la autoridad que corresponda la forma de resolver esta situación a consecuencia de su decisión de no aprobar oportunamente las bases de la licitación para satisfacer los déficit indicados a partir del año 2012. Adicionalmente, informaron a SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

Cabe señalar que además que los déficits previstos para CGE DISTRIBUCIÓN, a contar del año 2014, y para EMELECTRIC y EMETAL, a contar del año 2012, fueron incluidos en las licitaciones efectuadas por CGE DISTRIBUCIÓN durante 2012, las cuales, como ya se señaló, fueron declaradas total o parcialmente desiertas.



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

En otro tema, 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 una primera instancia, hasta el 30 de abril de 2012 y, posteriormente, hasta el 30 de agosto de 2012. En este decreto se dispusieron medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central, entre las cuales se dispuso, en coordinación con las empresas propietarias de instalaciones de subtransmisión, la reducción de la tensión de suministro.

Por otro lado, debe considerarse que CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR han 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.

En relación con el riesgo financiero, se debe señalar que el negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracterizan 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 les permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ 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) y $10\% \pm 5\%$ en el resto de los años. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

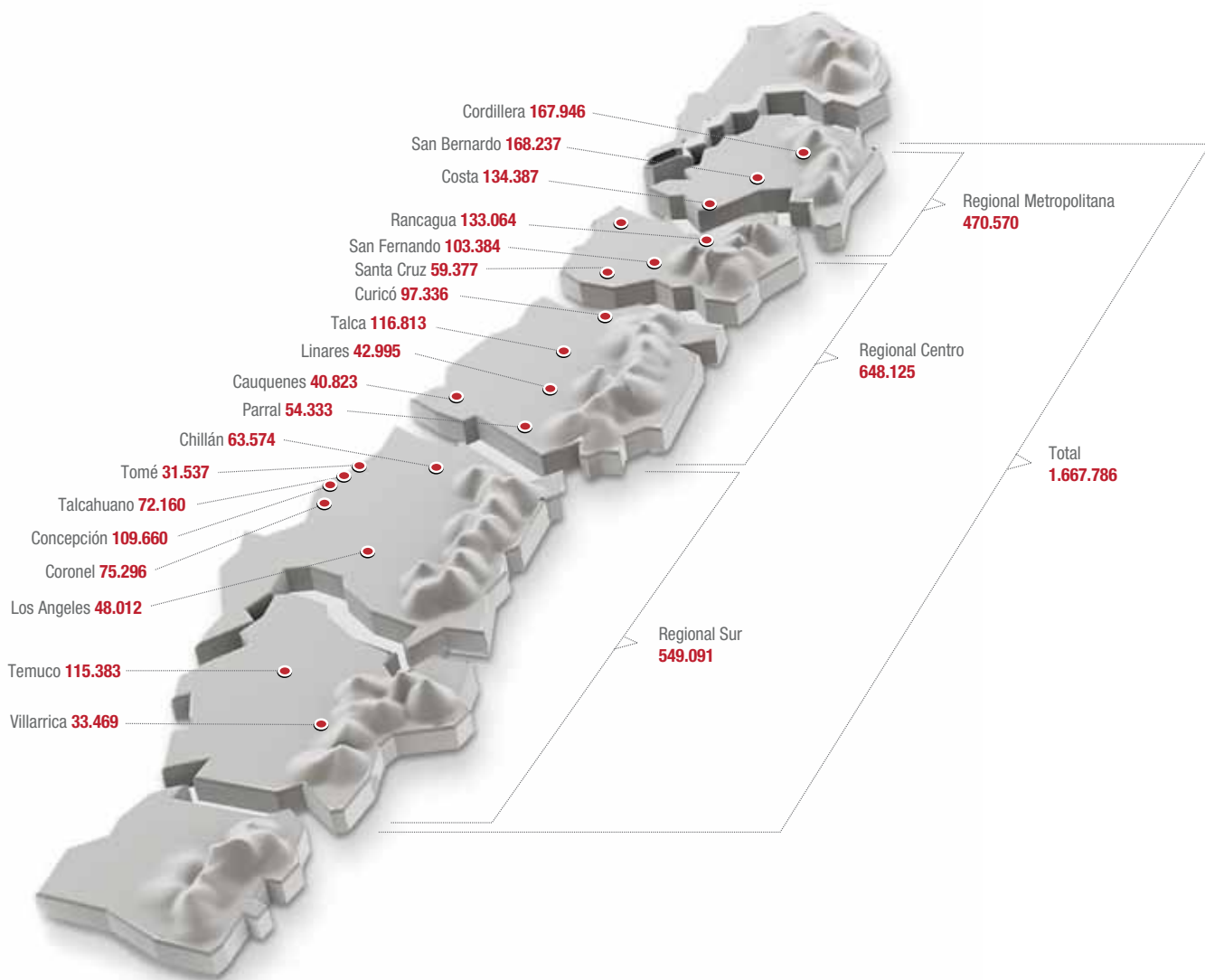
En atención a lo anterior, a nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el Grupo CGE con el fin de prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

Por otra parte, las empresas chilenas están sujetas a diversas leyes, regulaciones, decretos y órdenes relacionadas con el tema medioambiental. CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR, a través de EMELECTRIC y EMETAL, cumplen con las regulaciones que le son aplicables y se adaptarán a aquellas que se impartan a futuro.





NÚMERO DE CLIENTES POR REGIONAL



RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

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

Aporte Educativo

Durante el 2012 la Empresa generó un conjunto de actividades con el objetivo de comunicar y difundir a sus clientes diversos aspectos que tienen que ver con la seguridad de las personas, eficiencia energética y consumo responsable, entre otros temas.

Destacamos tres campañas comunicacionales que buscaron fomentar la seguridad de la comunidad, familias y niños.

1) Campaña “Celebrando con precaución llegamos más alto”.

Durante los meses de agosto y septiembre la Empresa realizó en su zona de concesión la campaña comunicacional “Celebrando con precaución llegamos más alto”.

Dicha iniciativa consistió en la realización de diferentes actividades con el objetivo de fomentar la prevención de accidentes asociados al uso del volatín, como demostraciones del daño que provoca el hilo curado, llamados al auto cuidado y entrega de volantes en oficinas comerciales, colegios y juntas de vecinos.

Asimismo, todos los clientes recibieron junto a su boleta un volante explicativo con distintos consejos para reducir y/o evitar accidentes, fomentando la seguridad, responsabilidad y el auto cuidado.

2) Campaña de prevención de accidentes asociados al uso de postes y tendido eléctrico para instalar propaganda electoral.

En octubre de 2012, en el marco de las elecciones municipales, se difundieron consejos preventivos sobre accidentes asociados al uso de postes y tendido eléctrico para instalar propaganda electoral.

De esta manera, la Empresa enfatizó que los postes y redes eléctricas no pueden ser utilizados para servir de apoyo físico de afiches, lienzos y otros objetos de propaganda electoral. Asimismo, hizo un enérgico llamado a toda la ciudadanía, con énfasis en las distintas candidaturas, partidos políticos y movimientos sociales, para prevenir situaciones que puedan generar graves accidentes, junto con afectar la continuidad de suministro eléctrico.

3) Campaña de prevención de accidentes asociados al uso de challa metálica.

Con el propósito de asegurar el suministro eléctrico en las fiestas de fin de año, se realizó un llamado a toda la comunidad a no lanzar bengalas de fantasía, más conocidas como cotillón o challa metálica, en las cercanías de las redes e instalaciones eléctricas, dado que pueden provocar interrupciones en el servicio eléctrico.

Como medida preventiva, la Empresa preparó un plan de contingencia, reforzando brigadas de emergencia, personal adicional en salas de despacho, incremento de patrullas, refuerzos de coordinación con otras empresas del sector y autoridades en cada una de las zonas donde la empresa está presente.



Plan de Relacionamiento con la Comunidad

Durante el 2012, se continuó realizando el plan de relacionamiento con la comunidad en cada una de las regiones donde está presente. Esto, con el objetivo de reforzar los lazos con los clientes, junto con entregar consejos educativos en temas de interés para la comunidad. De esta forma, se realizó un conjunto de charlas educativas en diversas juntas de vecinos, que trataron temáticas asociadas a la seguridad, ahorro de energía y eficiencia en el hogar, prevención, explicación de la boleta, entre otros aspectos.

Adicionalmente, durante enero y febrero de 2012 se desarrolló el Programa "Ponle Energía a Tu Barrio" en las comunas de Puente Alto, La Pintana y El Bosque. Dicha iniciativa, consistió en ofrecer talleres de autocuidado, baile entretenido, cuidado de mujer y pilates, además de funciones de cine, teatro y circo, beneficiando a cerca de 10 mil clientes, de las comunas antes mencionadas.

Otra de las acciones ha sido el apoyo a Proyectos Comunitarios, a través de la Fundación Proyecto Propio, que consiste en la evaluación, seguimiento y financiamiento de iniciativas sociales que mejoren la calidad de vida de los clientes. A esta iniciativa han postulado 42 proyectos provenientes de juntas vecinales de Puente Alto, La Pintana y El Bosque, de los cuales 40 ya se encuentran clasificados para su ejecución.

Misión Noche Buena

En su decimotercera 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 5 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, beneficiando a más de 15 mil familias a lo largo del país.



20 MEMORIA
ANUAL 12

⋮ **GESTIÓN COMERCIAL**



Colaborador: CGE-DISTRIBUCIÓN

GESTIÓN COMERCIAL



VENTAS Y CRECIMIENTO

En el año 2012 la energía vendida fue 8.300 GWh lo que representa un incremento de 5,4% respecto a la registrada el año 2011. Del total de energía vendida, 7.077 GWh corresponden a CGE DISTRIBUCIÓN y 1.224 GWh a su filial EMEL SUR.

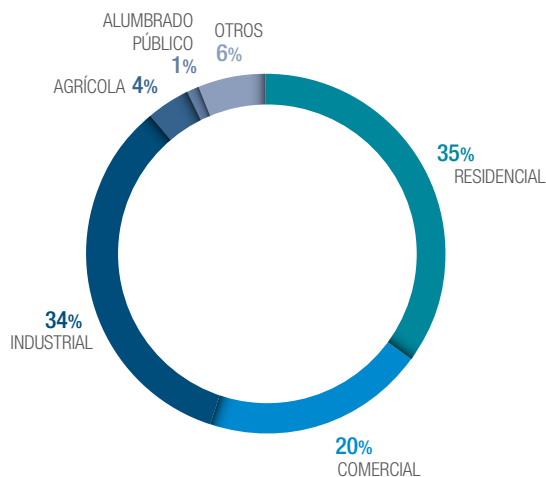
MERCADO Y PRINCIPALES CLIENTES

El mercado actualmente atendido por CGE DISTRIBUCIÓN y su filial 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 2012 ésta alcanzó los 8.300 GWh.

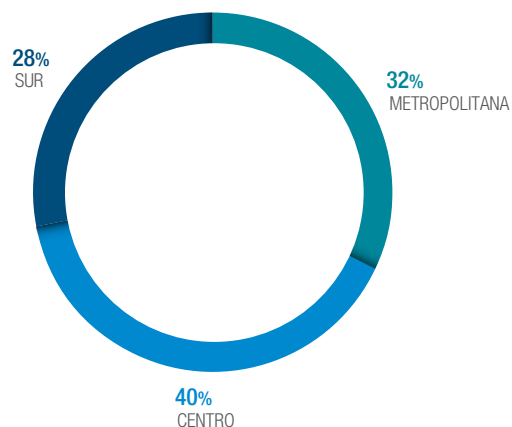
Año	Energía vendida (GWh)	Demanda máxima en horas punta (MW)	Clientes al 31 de diciembre (miles)
2001	2.929	571	630
2002	3.077	601	658
2003	3.334	641	680
2004	3.557	664	702
2005	5.338	921	1.047
2006	5.695	954	1.081
2007	6.493	1.106	1.214
2008	6.364	1.040	1.249
2009	6.362	1.030	1.280
2010	6.447	1.112	1.311
2011	6.714	1.121	1.355
2012*	8.300	1.354	1.668

(*) Considera CGE DISTRIBUCIÓN y EMEL SUR

Energía física vendida por actividad año 2012

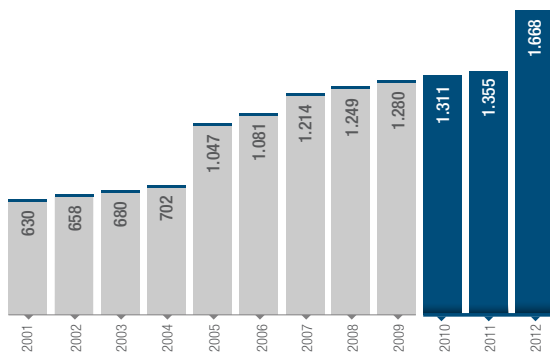


Energía física vendida por regional año 2012



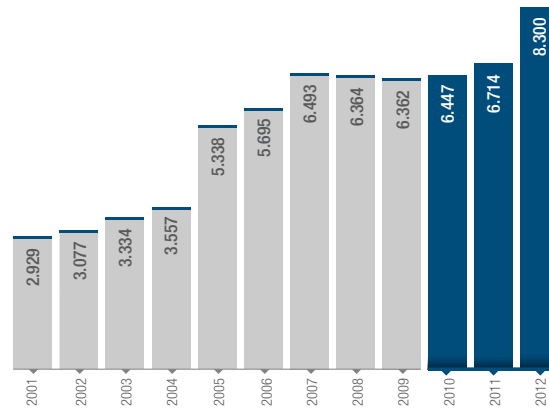
Cantidad de clientes

Miles a diciembre de cada año



Energía vendida

GWh



Por otra parte, la energía comprada en el nivel de media tensión alcanzó los 9.120 GWh, con un aumento de 4,3% respecto del año 2011. El total de energía comprada se conforma por 7.770 GWh correspondientes a CGE DISTRIBUCIÓN y 1.350 GWh de su filial EMEL SUR. Las pérdidas de energía de CGE DISTRIBUCIÓN en conjunto con EMEL SUR fueron de 8,13%, medidas respecto de la energía ingresada en el sistema de distribución, mostrando una disminución de 1,07% respecto al año 2011. Las pérdidas de CGE DISTRIBUCIÓN corresponden a 8,07%, mientras que las pérdidas de EMEL SUR fueron de 8,48%, con disminuciones de 1,15% y 0,61% respectivamente.

La competencia que enfrenta en sus zonas de concesión CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR 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 12% 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 atomización de la cartera de clientes.

FUSIÓN DE GERENCIA COMERCIAL Y GERENCIA DE OPERACIONES COMERCIALES

Con el objetivo de focalizar y optimizar la gestión de servicio al cliente, desde todos sus segmentos y requerimientos, como asimismo desarrollar la venta de productos y servicios complementarios a la distribución eléctrica, a contar del 30 de noviembre de 2012, la Gerencia Comercial reorganiza su estructura, fusionándose con la Gerencia de Operaciones Comerciales, integrando todas las funciones y actividades comerciales.

En este ámbito, y dentro de los cambios implementados, las cinco Gerencias Zonales fueron reemplazadas por tres Gerencias Regionales, las cuales, al depender de la nueva Gerencia Comercial, producen un cambio significativo en cuanto al foco en la calidad en la atención de clientes.

Asimismo, la Gerencia Comercial será responsable de los procesos de conexión y desconexión de servicios, lectura, facturación, cobranza, recaudación y control de pérdidas, con énfasis en la confiabilidad y calidad de estas actividades, concentrando todos los recursos de terreno relacionados a la operación comercial.

NEGOCIACIÓN CONTRATO DE SUMINISTRO CLIENTES LIBRES

Producto de la negociación de contratos de suministro eléctrico se logró extender la vigencia de 13 contratos de suministro hasta el año 2015 y un nuevo contrato de suministro hasta el año 2017 todos ellos con vencimiento original el 31 de diciembre de 2012.

ACTIVIDADES DE SOPORTE A USUARIOS

Durante el año 2012 el equipo de soporte de facturación desarrolló una agenda de capacitaciones cuyo objetivo principal fue reforzar los conocimientos del negocio eléctrico y profundizar en el correcto uso del sistema SAP relacionado con la facturación de energía y servicios asociados. Las capacitaciones son realizadas in situ e impartidas por colaboradores que cuentan con un mayor conocimiento del negocio, quienes transmiten de mejor manera los temas tratados, políticas, procedimientos y soluciones a problemáticas presentadas en el día a día. Esta iniciativa fue reconocida con el Primer Lugar en el Concurso de Innovación del Grupo CGE.

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, sin perjuicio que se encuentra pendiente de publicación el decreto que dictará el Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016.

Por otra parte, las tarifas de compra de energía establecidas en diversos contratos de suministro suscritos con generadores como resultado de los

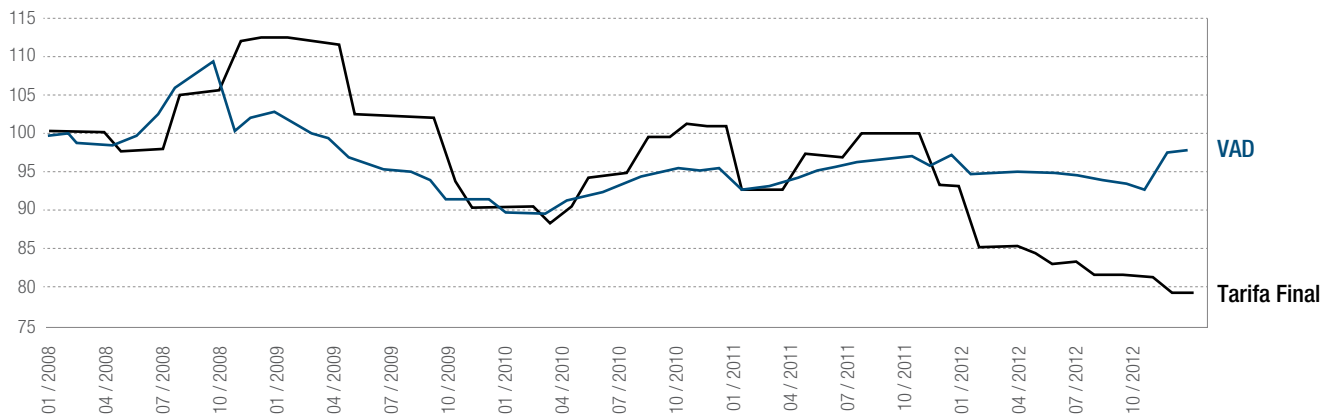
procesos licitatorios efectuados a partir del año 2006, en cumplimiento de las modificaciones legales efectuadas en los últimos años, son traspasadas a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio. Así, durante el año 2012, para el Sistema Interconectado Central, fueron publicados los Decretos N° 127-2011, con vigencia a contar del 1 de noviembre de 2011; N° 16-2012, con vigencia a contar del 1 de enero de 2012; N° 64-2012, con vigencia a contar del 1 de abril de 2012; N° 82-2012, con vigencia a contar del 1 de mayo de 2012; N° 98-2012, con vigencia a contar del 1 de julio de 2012; N°106-2012, con vigencia a contar del 1 de septiembre de 2012; todos del Ministerio de Energía.

Por otro lado, los precios de subtransmisión aplicados durante el año 2012 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 en tramitación 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 referidas y considerando una estimación del Valor Agregado de Distribución que, una vez publicado, deberá reliquidarse a contar del mes de noviembre de 2012, se produjo una reducción del 14,7% en el nivel promedio de los precios sujetos a fijación de CGE DISTRIBUCIÓN y las filiales de EMEL SUR -EMELECTRIC y EMETAL-, el que se explica fundamentalmente por un decremento de los precios de generación y transmisión del 18,8%, y un aumento del valor agregado de distribución que alcanzó a 1,3%.

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

Base enero 2008



PRODUCTOS Y SERVICIOS

Durante el año 2012 se crearon equipos de ventas dedicados a la atención integral de los grandes clientes en los segmentos: industrial y comercial, sector público y construcción e inmobiliario.

Por otra parte, durante el 2012 se adjudicó licitación "Programa de Mejoramiento de la Eficiencia Energética del Alumbrado Público" financiado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), por un monto de USD1.306.160, lo que ha significado un importante aporte para la comunidad de los Municipios de Coelemu y Pitrufrquén.

También durante el 2012, la Empresa participó en una serie de negocios complementarios al suministro eléctrico o servicios 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 2012, los esfuerzos se concentraron en lograr una atención más resolutive y rápida para nuestros clientes, motivo por el cual se implementan en las oficinas comerciales el sistema de autoconsulta, que permite entregar a nuestros usuarios la posibilidad de pagar la deuda más antigua, sin necesidad de ser atendido por un asistente comercial.

Por otra parte, en octubre de 2012 se concluyó el cuarto estudio de lealtad y satisfacción de clientes, en el cual se midió la lealtad de los clientes y la calidad de servicio percibida por estos. Esta encuesta, al igual que en años anteriores, 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 2012 revela una mejora en el indicador de lealtad neta de los clientes de CGE DISTRIBUCIÓN de un 4,5% a un 7,7%, respecto al año anterior. Esto se explica principalmente por una mejor evaluación en el proceso de facturación y recaudación, servicio de emergencia y la atención de clientes en oficinas comerciales.

Esta información reafirma que las acciones comerciales desarrolladas en 2012 han contribuido a mejorar la experiencia del servicio que han tenido nuestros clientes con la Empresa.

Así también, durante el 2012 se trabajó en una mayor coordinación en el marco del contrato de contact center con NOVANET, potenciando los indicadores de nivel de servicio, y logrando mejoras y eficiencia en el cumplimiento de protocolos y procedimientos.

PLAN DE CONTROL DE PÉRDIDA

Durante el año 2012 se desarrolló el plan de disminución de pérdidas de energía, que permitió reducir el índice de pérdidas de CGE DISTRIBUCIÓN en conjunto con EMEL SUR desde un valor de 9,2% a diciembre 2011 a un valor de 8,1% a diciembre 2012. Se logró la configuración de 11.886 casos de condiciones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó los 43 GWh por concepto de consumo no registrado y una mayor facturación estimada de 7,1 GWh asociada a los servicios regularizados. El plan aportó un ingreso por concepto de consumos no registrados de MM\$ 2.823 durante el año.

38

39



⋮ **GESTIÓN REGULATORIA**

20 MEMORIA
ANUAL 12



Colaborador CGE DISTRIBUCIÓN

GESTIÓN REGULATORIA

El marco regulatorio que norma la actividad principal de CGE DISTRIBUCIÓN y de sus empresas controladas a través de su filial EMEL SUR -EMELECTRIC y EMETAL- 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 30 de enero de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL presentaron a SEC la información del proceso de Aumentos y Retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2011.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 637 del 26 de abril de 2012, 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, EMELECTRIC y EMETAL decidieron no presentar ningún tipo de recurso en contra de la Resolución Exenta N° 637-2012, ya referida.

40

41

COSTOS DE EXPLOTACIÓN

Mediante Resolución Exenta N° 1.981 del 4 de octubre de 2012, SEC fijó los costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, correspondientes al ejercicio del año 2011.

La fijación efectuada por la autoridad se tradujo en una reducción del 2,2% en el valor presentado por CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL y del 2,8% 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 2011, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL decidieron no presentar discrepancias ante el Panel de Expertos por la fijación de costos de explotación efectuada por SEC mediante la citada Resolución Exenta N°1.981-2012.

PROCESO DE FIJACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD)

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada cuatro años se debe efectuar el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD), basado en el dimensionamiento de empresas de distribución modelo, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

En 2012 correspondía efectuar la fijación de las fórmulas tarifarias correspondientes al cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016. Así, durante dicho año se realizaron los estudios correspondientes al proceso de determinación de las nuevas fórmulas.

De este modo, en conformidad con lo establecido en los artículos 183° y 188° del DFL N° 4-2006 de MINECON, mediante carta N° 114 del 21 de marzo de 2012, la Comisión Nacional de Energía (CNE) puso en conocimiento de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, las bases para la realización de los estudios de costos para establecer las nuevas fórmulas tarifarias aplicables durante el cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016.



Asimismo, CNE informó la definición, número de áreas típicas de distribución y empresas de referencia para dicho procedimiento tarifario.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 247, de fecha 23 de abril de 2012, rectificadas por la Resolución Exenta N° 260 del 25 de abril de 2012, y después de considerar las observaciones realizadas por las empresas concesionarias de servicio público de distribución, CNE aprobó la definición de áreas típicas, designando a CGE DISTRIBUCIÓN como empresa de referencia en el área típica 2, y los documentos técnicos con las bases del "Estudio para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2012- Noviembre 2016". Al mismo tiempo, EMELECTRIC y EMETAL fueron clasificadas en las áreas típicas 3 y 5, respectivamente, siendo designadas como empresas de referencia en dichas áreas las empresas Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

CGE DISTRIBUCIÓN, en conjunto con otras empresas clasificadas en el área típica 2, decidió adjudicar el estudio correspondiente a dicha área al consorcio formado por las empresas BA ENERGY SOLUTIONS CHILE S.A. y ANA LUISA VIVANCO Y ASOCIADOS LTDA. Por su parte, CNE adjudicó el estudio de costos del Valor Agregado de Distribución al consorcio SYNEX - MERCADOS ENERGÉTICOS. A su vez, EMELECTRIC y EMETAL participaron en los estudios contratados en sus respectivas áreas típicas.

El 3 de septiembre de 2012, las empresas distribuidoras hicieron entrega de los estudios contratados por ellas.

Después, conforme a lo establecido en los artículos 185° y 188° del DFL N° 4-2006 de MINECON, CNE comunicó los resultados de los estudios contratados por ella, así como los Valores Agregados de Distribución que resultan de ponderarlos con los resultados de los estudios contratados por las distribuidoras, en la proporción 2/3 - 1/3, respectivamente, según lo dispuesto en el artículo 183° del mismo cuerpo legal.

Hasta la fecha, el decreto de fijación correspondiente no ha sido publicado, lo que no permite determinar con precisión los resultados del proceso de fijación, ya que existen algunos parámetros que componen las fórmulas que sólo son conocidos en el momento de publicación del decreto. Debe considerarse que la aplicación de las tarifas de distribución que resulten de este proceso regirá en forma retroactiva desde el 4 de noviembre del 2012.

FIJACIÓN DE PRECIOS DE SERVICIOS ASOCIADOS AL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD DE DISTRIBUCIÓN

En virtud de lo dispuesto en el artículo 184° del DFL N° 4-2006 de MINECON y en el artículo 5° del Decreto N° 341-2007 de MINECON, que aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de los Servicios No Consistentes en Suministro de Energía, en conjunto con las bases sobre las cuales se debe realizar el estudio de costos para establecer las nuevas fórmulas tarifarias de distribución, mediante carta N° 114 del 21 de marzo de 2012, CNE comunicó a las empresas distribuidoras las bases para el cálculo de las componentes de costos de dichos servicios.

Mediante carta N° 623 del 21 de diciembre de 2012, complementada por la carta N° 630 del 27 de diciembre de 2012, CNE comunicó a las empresas que en esa misma fecha se publicó en su sitio de dominio electrónico el "Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución". Las empresas cuentan con 10 días para efectuar observaciones a dicho estudio.

Luego, en un plazo de dos meses, contados desde la referida publicación, CNE deberá elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que se hayan realizado. En el caso de existir discrepancias en relación con este Informe Técnico, las empresas distribuidoras podrán presentarlas al Panel de Expertos, quien resolverá.

ABASTECIMIENTO DE SUMINISTRO

Continúan pendientes de aprobación por parte de CNE, las bases de un nuevo proceso de licitación, presentadas por CGE DISTRIBUCIÓN el 15 de noviembre de 2011, en conformidad con lo dispuesto en el artículo N°132 de la Ley General de Servicios Eléctricos, 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 contrato suscrito con la Empresa Nacional de Electricidad S.A. en el año 2007 por el bloque variable de los contratos suscritos y en la existencia de algunos déficits detectados.

Del mismo modo, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentarían a contar del año 2012, EMELECTRIC y EMETAL, en conjunto con Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A. y Empresa Eléctrica Atacama S.A., iniciaron el año 2008 sus correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a CNE de las bases correspondientes, las cuales a la fecha se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad. En el mes de enero de 2013, dichas sociedades comunicaron la existencia de un déficit de energía contratada a CNE, señalándole que resulta necesario que instruya o solicite a la autoridad que corresponda la forma de resolver esta situación a consecuencia de su decisión de no aprobar oportunamente las bases de la licitación para satisfacer los déficit indicados a partir del año 2012. Adicionalmente, informaron a SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

Por otro lado, CGE DISTRIBUCIÓN y CAMPANARIO GENERACIÓN S.A. 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.

Ante los incumplimientos, el año 2011, 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 participante de CAMPANARIO GENERACIÓN 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 2011 de las medidas señaladas precedentemente.

Así, el 31 de agosto de 2011, 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 Resolución Exenta N° 2.288/2011.

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.

Adicionalmente, mediante Resolución Exenta N° 239 del 9 de febrero de 2012, que entró en vigencia a contar de su fecha de publicación en el Diario Oficial el 15 de febrero de 2012, SEC modificó la Resolución Exenta N° 2.288/2011 principalmente en lo siguiente:

- La asignación de los retiros asociados a los compromisos de CAMPANARIO GENERACIÓN debe realizarse en función de las inyecciones físicas de energía que realizan los generadores del SIC, en lugar de la energía firme.
- En el evento de producirse el término del o los contratos de CAMPANARIO GENERACIÓN previo a que se inicie el suministro bajo nuevos contratos licitados, corresponde aplicar los artículos 4°, 19°, y 22° transitorio del Reglamento de Licitaciones. La diferencia que no sea cubierta por los contratos vigentes licitados deberá ser absorbida por el conjunto de las empresas generadoras del sistema, de acuerdo a la prorrata mencionada en el punto anterior, hasta por un monto de energía que no exceda el bloque de suministro licitado por la fallida, y en tanto no se haya dado inicio a los nuevos contratos.
- Los pagos de los suministros correspondientes a la diferencia no cubierta, se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y en las condiciones asociadas a CAMPANARIO GENERACIÓN.
- La Dirección de Peajes del CDEC-SIC debe adoptar todas las medidas pertinentes para la adecuada contabilización de los suministros aludidos y la correcta imputación de los ingresos derivados de los mismos a cada empresa generadora que preste suministro.

Por otro lado, mediante Oficio N° 1.308 del 31 de enero de 2012, SEC instruyó a CGE DISTRIBUCIÓN el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro, lo que implica realizar todos los actos necesarios e indispensables para que, a la brevedad, se concrete la adjudicación, otorgando un plazo de 10 días para elaborar y enviar a CNE las correspondientes bases de licitación para su aprobación.

Por lo anterior, el 10 de febrero de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN dio inicio a un proceso de licitación, presentando a CNE una propuesta para las bases de una licitación de suministro, cuyo objeto fue licitar, entre otros consumos, el bloque de suministro contratado con CAMPANARIO GENERACIÓN, para el evento en que el contrato suscrito con ella termine anticipadamente.

Luego, mediante carta N° 340 del 23 de marzo de 2012, MINENERGIA señaló fundamentalmente que, a su juicio, en el marco de la excepcional situación en la que se encuentra, corresponde que CGE DISTRIBUCIÓN proceda, sin más trámite y en el más breve plazo a poner término anticipado al contrato, a través de un instrumento en el que conste el consentimiento mutuo de ambas partes, sin perjuicio de la obligación de CGE DISTRIBUCIÓN de iniciar el proceso de licitación de suministro que le permita dar cumplimiento a las obligaciones dispuestas en la ley.

Así, con fecha 25 de abril de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN suscribió con el Síndico de la Quiebra el Contrato de Transacción Extrajudicial, a fin de precaver un litigio eventual y dar certeza a las partes respecto al término de las obligaciones derivadas del contrato, en el cual se establece básicamente que:

- Las partes aceptan poner término anticipado al contrato, sujeto a la condición positiva y resolutoria de iniciarse el suministro total de energía eléctrica para los clientes regulados por parte de una o más



empresas adjudicatarias del o los procesos de licitación iniciados a consecuencia de la instrucción de SEC, impartida mediante el ya referido Oficio N° 1.308/2012, y aprobados por CNE.

- El contrato terminará sin necesidad de sentencia judicial que así lo declare, al cumplirse la condición anterior. Mientras ella no se cumpla, la energía y potencia pactadas en el contrato que no hayan sido contratadas como resultado del o los procesos licitatorios continuarán siendo suministradas conforme lo resuelto por la Resolución Exenta N° 2.288/2011 y sus modificaciones.
- Dicho término atiende a la absoluta y definitiva imposibilidad de cumplimiento por parte de CAMPANARIO GENERACIÓN.

Por todo lo anteriormente expuesto, CGE DISTRIBUCIÓN realizó tres llamados de licitación, con el objeto de adjudicar los suministros asociados al contrato suscrito en 2009 con CAMPANARIO GENERACIÓN, entre otros, los cuales fueron aprobados por CNE mediante Resoluciones Exentas N° 310 del 9 de mayo de 2012, N° 514 del 13 de julio de 2012 y N° 621 del 21 de agosto de 2012, todas las cuales fueron declaradas desiertas por no presentarse oferentes.

Sólo en un cuarto llamado de licitación, aprobado por CNE mediante Resolución Exenta N° 855 del 13 de noviembre de 2012, CGE DISTRIBUCIÓN adjudicó, el 7 de diciembre de 2012, el 15% de la energía requerida a la empresa AES GENER S.A. Actualmente, se encuentran en elaboración nuevas bases para efectuar una nueva convocatoria con el fin de licitar la energía no adjudicada a la fecha. Cabe destacar que en los volúmenes incluidos en estas licitaciones se consideraron además los requerimientos de CGE DISTRIBUCIÓN asociados al término del contrato suscrito en el año 2007 con la Empresa Nacional de Electricidad S.A. por un bloque variable de energía, así como los déficits de energía contratada proyectados para EMELECTRIC y EMETAL.

ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA

El 28 de febrero, el Ejecutivo presentó la Estrategia Nacional de Energía, la que tiene como finalidad adoptar una posición respecto del desarrollo futuro de la matriz de energía, junto con delinear las principales orientaciones y medidas que se implementarán para su materialización.

Dicha estrategia se basa en los siguientes ejes y principales medidas:

- Adoptar un compromiso decidido con la eficiencia energética e impulsarla como una política pública en la búsqueda de una reducción del consumo y de desacople entre crecimiento y demanda energética.
- Ratificar la necesidad de incorporar crecientemente las ERNC en la matriz eléctrica chilena.
- Potenciar de manera clara y decidida las energías renovables tradicionales, aprovechando ventajas comparativas, disminuyendo la dependencia externa y limitando la expansión de emisiones de gases de efecto de invernadero.
- Fortalecer el diseño, la solidez e impulsar el desarrollo del sistema de transmisión.
- Abordar los diversos desafíos que presentan el mercado y la distribución eléctrica.
- Promover un avance sostenido en el desarrollo de las interconexiones internacionales.

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. Luego, el 30 de abril de 2012, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 38/2012, que extendió la vigencia del Decreto N° 26/2011 hasta el 30 de agosto de 2012.

En este marco, mediante Resolución Exenta N° 519 del 18 de febrero de 2011, SEC instruyó a las empresas de servicio público 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, lo cual fue dejado sin efecto mediante Resolución Exenta N° 1491 del 31 de agosto de 2012, una vez concluida la vigencia del Decreto de Racionamiento.

COMPENSACIONES POR APAGONES

Mediante varios Oficios Ordinarios, SEC ha ordenado a las empresas distribuidoras que procedan a abonar en las cuentas de los usuarios del servicio las compensaciones a que dan lugar diversas interrupciones generalizadas del suministro ocurridas en el Sistema Interconectado Central, procediendo a descontar los montos correspondientes en la facturación más próxima.

CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL, han presentado diversos recursos en contra de los actos de SEC, los cuales aún se encuentran en tramitación.

REGULACIÓN DE NUEVOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

Mediante Resolución 42/2012 del 12 de octubre de 2012, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, TDLC, declaró, como respuesta a una solicitud efectuada por la Fiscalía Nacional Económica el 26 de noviembre de 2011, que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria, por lo que calificó como sujetos a fijación de precios los siguientes servicios:

- Arriendo de equipos de medida electrónicos;
- Retiro de equipos de medida electrónicos;
- Reubicación de empalmes y equipos de medida;
- Cambio de acometida por concéntrico;
- Reparación de empalmes;
- Ejecución o instalación de empalmes provisorios; y,
- Arriendo de empalmes provisorios.

Del mismo modo, los siguientes servicios, que se encontraban en la solicitud de regulación efectuada por la Fiscalía Nacional Económica, no fueron declarados como sujetos a fijación de precios:

- Emisión de boleta solicitada por cliente fuera del proceso de facturación;
- Certificado de suministro;
- Certificado de urbanización;
- Recaudación en terreno; e,
- Intervención de tendido eléctrico y redes de distribución.



LEY DE MEDICIÓN NETA

El 22 de marzo fue publicada en el Diario Oficial, la Ley N° 20.571, mediante la cual se regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales.

Dicha Ley entrará en vigencia una vez publicado el reglamento, el cual fue sometido a consulta pública por MINENERGÍA, que determinará los requisitos para conectar el medio de generación; las medidas que deberán adoptarse para proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones a la red; y la capacidad instalada permitida por los usuarios.

En esta Ley se establece principalmente que:

- Los usuarios regulados que dispongan, para su propio consumo, de generación ERNC (Energía Renovable No Convencional) podrán inyectar sus excedentes a la red.
- 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.

REGLAMENTO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

El 31 de diciembre de 2012, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N° 130/2012 de MINENERGÍA, mediante el cual se aprueba el reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios, entendiéndose por éstos los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios, con que deberá contar cada sistema eléctrico con capacidad instalada superior a 200 MW para la coordinación de la operación del sistema, en los términos a que se refiere el artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos.



Dicho reglamento considera las siguientes categorías generales:

- Servicios relacionados con el control de frecuencia establecido en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- Servicios cuya prestación supone la operación forzada de unidades de generación durante la operación normal del sistema, a un costo de operación superior al costo marginal del sistema.
- La instalación y/o habilitación de equipos destinados exclusivamente a apoyar planes de recuperación de servicio.
- Servicios de operación de unidades de generación para apoyar planes de recuperación de servicio.
- Servicios de desprendimiento de carga automático.

PROYECTOS DE LEY EN TRAMITACIÓN

Durante el año 2012, principalmente dos proyectos de ley se han estado discutiendo en el Congreso, el primero relacionado con el procedimiento para el otorgamiento de concesiones eléctricas (Boletín 8.270-08) y, el segundo, con la regulación de la denominada "carretera eléctrica" (Boletín 8.566-08).

En efecto, el 3 de mayo de 2012 fue ingresado a la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados, el proyecto de ley sobre procedimientos para otorgar concesiones eléctricas, el cual ha sido presentado como una de las piezas esenciales para la implementación de la "carretera eléctrica" y para el desarrollo de las energías renovables no convencionales como fuente de generación eléctrica.

Las principales iniciativas contempladas en el proyecto son:

- Simplificación del proceso de concesión provisional.
- Adecuación de los tiempos de tramitación.
- Precisión de posibles observaciones y oposiciones, de manera de resguardar la agilidad del procedimiento y evitar dilaciones.
- Reduce los medios de notificación de cinco a dos y evita la participación de SEC en ese proceso.
- Darle adecuada celeridad al proceso concesional, estableciendo procedimientos judiciales sumarios.
- Se introduce la posibilidad de dividir la solicitud con el propósito de obtener el título de concesionario y empezar la construcción en aquella parte que ha sido tramitada con éxito.
- Se modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles creando la "Comisión tasadora".
- Solución de conflictos entre diferentes tipos de concesión a través de un procedimiento arbitral.

PROCESO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

El miércoles 12 de diciembre de 2012, la Comisión de Minería y Energía de la Cámara de Diputados aprobó la idea de legislar respecto del proyecto señalado, la que fue respaldada por 11 votos a favor y 1 en contra.

Por otro lado, el 4 de septiembre de 2012, ingresó a la Comisión de Minería y Energía del Senado el proyecto que regula la “Carretera Eléctrica”, cuyos principales aspectos son:

- Se faculta al Presidente para imponer por decreto supremo y por causa de utilidad pública, servidumbres eléctricas para establecer líneas y subestaciones eléctricas.
- Son de utilidad pública las expansiones troncales fijadas por decreto de MINENERGÍA.
- Se consideran como troncales las nuevas instalaciones necesarias para posibilitar el acceso al sistema eléctrico en condiciones económicamente eficientes, que faciliten el acceso a recursos disponibles en el país para la producción de energía o permitan el retiro de un grupo importante de consumos ubicados fuera de zonas de concesión de empresas distribuidoras, debiendo cumplir con algunas características específicas.
- En el caso de complejos de generación que estén constituidos por diversas unidades de un mismo propietario, se considerará como capacidad instalada de generación la capacidad final y total del complejo desde la instalación de la primera unidad.
- Se aumenta de 10 a 20 años el período de análisis del Estudio de Transmisión Troncal.
- Las holguras de las instalaciones serán financiadas por la demanda.
- La CNE debe recomendar, de aquellas instalaciones consideradas en los decretos anuales de expansión del Sistema Troncal, aquellas que quedarán sujetas al Estudio de Franja Troncal que determina el trazado o área sobre la cual se impondrán servidumbres.
- Dicho estudio es adjudicado mediante una licitación pública, siendo financiado por los generadores, transmisores, distribuidores y clientes libres.
- Un Comité Interministerial actúa como contraparte del Estudio de Franja Troncal.
- En el desarrollo del Estudio se debe individualizar a los dueños y terrenos afectados por el trazado y realizar las gestiones necesarias para requerir la notificación a los afectados, quienes podrán efectuar limitadas observaciones u oposiciones.

Durante el año 2012 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.

Mediante carta CNE N° 548 del 26 de octubre de 2011, la CNE comunicó la publicación del detalle de la implementación de los dictámenes del Panel de Expertos N° 4 al N° 10 de 2011, los que consideraron las discrepancias presentadas por CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL, en conjunto con otras empresas distribuidoras del Grupo CGE, respecto de la inclusión del Valor Anual de Subtransmisión (VASTx) exclusivamente en el peaje por energía y la definición de factores de ajustes de inyección de energía y potencia (FAIE y FAIP) por sistema, en lugar de efectuarse para cada empresa que efectúa retiros.

El 24 de enero de 2012, CNE remitió el Informe Técnico y los dictámenes del Panel de Expertos a MINENERGÍA.

En el proceso de toma de razón del decreto correspondiente por parte la Contraloría General de la República, ésta ha manifestado a MINENERGÍA que informe el tenor de las presentaciones efectuadas por algunas empresas subtransmisoras en las que sostienen que para efectos de la aplicación de las fórmulas tarifarias en pesos, se emplea el valor del dólar de diciembre del año 2009, debiendo, por las razones que exponen, haberse utilizado el correspondiente a octubre del mismo año.

Actualmente aún se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará las tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

Adicional a lo anterior, CNE en su Informe Técnico correspondiente a la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central de noviembre de 2011, establece que la “Determinación de excedente o déficit de recaudaciones” por diferencias en los físicos de compra, depende sustantivamente de las condiciones de aplicación que establezca el decreto tarifario de subtransmisión que reemplace al actual (Decreto Supremo N°320). Debido a esto, dicha Comisión ha estimado conveniente postergar la aplicación del cargo por excedente o déficit señalado, hasta la fecha en que el decreto que fije las nuevas tarifas de subtransmisión sea publicado. Lo anterior ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste.

⋮ **GESTIÓN ADMINISTRATIVA
Y FINANCIERA**

2012 MEMORIA
ANUAL

Colaborador CQE DISTRIBUCIÓN



GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA



MODELO DE GESTIÓN

Durante el 2012 se utilizó un modelo de gestión basado en tres focos estratégicos:

- Eficiencia operacional, enfocada en la reducción de costos y realizar bien la tarea básica, priorizando objetivos.
- Trabajo en equipo, con una cultura colaborativa formando unidades de trabajo transversales orientadas a objetivos y con sentido de urgencia para lograrlos.
- Calidad de servicio, enfocados en el producto final que se entrega al cliente.

De acuerdo a estos focos, se materializaron iniciativas que permitieron reducir los gastos, resultando en un incremento de la productividad.

GESTIÓN FINANCIERA

Al 31 de diciembre del 2012, la deuda financiera consolidada de CGE DISTRIBUCIÓN alcanzó MM\$260.545, de los cuales un 76% corresponde a créditos bancarios y un 24% a bonos. Con respecto al 31 de Diciembre de 2011, los pasivos financieros experimentaron un aumento de MM\$3.001, explicado por una disminución de la deuda de CGE DISTRIBUCIÓN de MM\$31.582 y la adición de MM\$34.583 de EMEL SUR.

En 2012 se destacan las siguientes actividades en el ámbito financiero para la empresa CGE DISTRIBUCIÓN:

- Prepago deuda con el Banco de Chile, financiado con nueva toma de crédito del Banco BBVA, por un monto de MM\$15.000.
- Prepago de deuda en dólares con el Banco BBVA, refinanciado por el mismo banco con monto equivalente en pesos, por un total de MUF1.065.
- Repactación de términos del crédito con el Banco Itaú, por un monto de UF 890.000, con cambio en fecha de término de contrato de 30 de Octubre de 2013 a 28 de Septiembre de 2014, y una disminución en el Spread de 0,8% a un 0,4%.
- Repactación de términos del crédito con el Banco Estado, por un monto de MM\$20.000, con cambio en fecha de término de contrato de 26 de Marzo de 2013 a 28 de marzo de 2016.
- Pago de efecto de comercio serie 5A por MM\$ 10.000.
- Pago de crédito tomado con banco BCI, por un monto de UF 599.368.
- Pago de cupones del Bono A por UF 200.000 y finalización de éste, además del pago de 2 cuotas del Bono B cada una por un valor de UF 107.143.

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 2012 es la siguiente:

CLASIFICADORA	CLASIFICACIÓN
Feller Rate	AA-
Fitch Ratings	A+

Para EMEL SUR se destaca la siguiente actividad en el ámbito financiero:

- Suscripción de crédito con el Banco Penta por MM\$5.000 a tasa variable y con vencimiento a marzo 2017.

GESTIÓN DE COBRANZA

Durante el año 2012 la gestión de cobranza centró sus actividades en disminuir la deuda morosa y controlar el riesgo de envejecimiento de la cartera de deudores, en este contexto, se realizan planes focalizados 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 gestión de cobranza, midiendo la actividad en forma semanal en cada región y las tendencias de los indicadores para el cumplimiento de las metas y objetivos.

El desarrollo de los planes permitió disminuir en un 16,2% el saldo de deudores por venta, respecto a igual período del año anterior, alcanzando a MM\$144.950 al 31 de diciembre de 2012.

Como parte del nuevo desafío de eficiencia operacional y con el objetivo de integrar la cadena de valor del ámbito comercial, el 1° de noviembre de 2012 la Subgerencia de Recaudación y Cobranzas pasó a depender de la Gerencia Comercial.

SEGUROS

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la sociedad mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, como también riesgos operacionales (multirisgo 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 y de las empresas controladas por su filial EMEL SUR –EMELECTRIC y EMETAL- 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 los clientes regulados se 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 contrató el total de sus requerimientos para abastecer el suministro de sus clientes regulados con 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 Empresa por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010. Del mismo modo, para abastecer el consumo de sus clientes regulados, EMELECTRIC y EMETAL cuentan con contratos suscritos con Empresa Nacional de Electricidad S.A., y AES Gener S.A., los cuales tienen vigencia, a contar del 1 de enero de 2010, por 10 y 15 años, respectivamente.

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

Los principales proveedores no asociados al abastecimiento de suministro eléctrico son las siguientes empresas relacionadas:

- COMERCIAL & LOGÍSTICA GENERAL para materiales y equipos eléctricos.
- BINARIA para servicio informático y de comunicaciones.
- IGSA para arriendo de oficinas e instalaciones donde realiza sus operaciones.
- TECNET para la prestación de servicios en la construcción, mantenimiento de redes eléctricas y verificación y calibración de equipos de medida.

PROPIEDADES

Para el desarrollo de sus negocios, CGE DISTRIBUCIÓN y su filial EMEL SUR arriendan distintos inmuebles, principalmente a la empresa relacionada IGSA.

Actualmente, CGE DISTRIBUCIÓN es propietaria de 10 inmuebles ubicados en la VII Región, principalmente destinados a oficinas comerciales y bodegas.

2012 MEMORIA
ANUAL

⋮ GESTIÓN DE PERSONAS



Colaborador CGE DISTRIBUCIÓN

GESTIÓN DE PERSONAS



DATOS GENERALES DE LA GESTIÓN

Durante este año, la dotación de personal de CGE DISTRIBUCIÓN pasó de 1.244 a 1.129 colaboradores, lo que representa una disminución en 9,2%, que se explica por la reestructuración que considera los nuevos focos estratégicos y desafíos de la Empresa.

El nuevo modelo adapta su estructura organizacional, buscando fortalecer el trabajo en equipo, la calidad de servicio a nuestros clientes y avanzar hacia una mayor eficiencia operacional.

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

	2012	2011
Gerentes y Ejecutivos Principales	18	22
Profesionales y Técnicos	394	450
Trabajadores Administrativos y Especializados	717	772
Total de Trabajadores	1.129	1.244

Las remuneraciones pagadas a los Gerentes y Ejecutivos Principales o personal clave CGE DISTRIBUCIÓN durante el ejercicio 2012, ascendieron a MM\$3.384, de los cuales MM\$2.745 correspondieron a remuneraciones fijas y MM\$638 a remuneraciones variables, la que incluye principalmente los bonos de gestión aprobados por el Directorio en su sesión N°99 del 20 de enero de 2012. 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 marzo, asumió la Gerencia de Administración y Finanzas el señor Álvaro Castillo Aguilera.
- En diciembre, se nombró al señor Rodrigo Parraguez Córdova como Subgerente de Facturación; al señor Patricio Valenzuela Díaz como Subgerente Servicio al Cliente Araucanía; y a la señorita Pilar Acevedo Gutiérrez como Subgerente Servicio al Cliente Maule.
- En diciembre, se fusionan las Gerencias de Administración y Finanzas y la de Gestión de Personas, conformándose la nueva Gerencia de Administración y Personas a cargo del señor Alvaro Castillo Aguilera, con ello, el señor Gerardo María Parra pasó a ocupar el cargo de Gerente Regional Metropolitano, el señor Juan Carlos Oliver Pérez el cargo de Gerente Regional Centro y el señor Esteban Hund Villagra el cargo de Gerente Regional Sur.
- En diciembre, se fusionan la Gerencias Comercial y de Operaciones Comerciales, conformándose la nueva Gerencia Comercial a cargo del señor Iván Quezada Escobar.

Por otra parte, renunciaron a sus cargos ejecutivos en orden cronológico, los señores Roberto Medina Riquelme, Subgerente Zonal Comercial y Administrativo Zonal Talca; Salvador Giordano, Gerente de Administración y Finanzas; Salomón Barahona Cisterna, Subgerente Zonal Comercial y Administrativo Zonal Temuco; Patricio Turén Arévalo, Subgerente de Facturación (!); Nolberto Pérez Peña, Gerente Zonal San Bernardo; Luis Gómez Bravo, Gerente Zonal Concepción; Rubén Escalona Silva, Gerente Comercial y Roberto Binder Demarchi, Subgerente Técnico Zonal Rancagua.

SELECCIÓN Y DESARROLLO

En el año 2012 el foco estuvo en el apoyo comunicacional al Plan de Trabajo Efectivo (PTE), el cual busca conciliar el ámbito laboral con el personal, a través de la optimización del tiempo que las personas dedican al trabajo.

Por otro lado, se potenció el uso del portal de movilidad interna como herramienta de desarrollo de carrera a través de la cobertura de vacantes, brindando la oportunidad a las personas de asumir nuevas responsabilidades al interior de la organización.

CAPACITACIÓN

Durante el año 2012 se dictaron más de 22.000 horas de capacitación (25 cursos), con 19 horas promedio por persona gran parte de ellas dedicadas a implementar mejoras en la atención a clientes, formación técnica al personal en terreno y difundir el Sistema de Medición del Desempeño (SMD).

Se benefició a 94 personas con becas de estudio generales y de excelencia, impulsando el crecimiento profesional de los colaboradores para que logren enfrentar los nuevos desafíos del negocio, potenciando sus competencias y habilidades.

Por otra parte, también se otorgaron 2 Becas Profesionales, orientadas a que ejecutivos y profesionales puedan realizar estudios de postítulo, con el fin de continuar desarrollando sus capacidades enfocadas en la excelencia operacional.

GESTIÓN DEL BIENESTAR

El año 2012, el Departamento de Bienestar de la Gerencia de Gestión de Personas continuó generando acciones para los colaboradores de CGE DISTRIBUCIÓN y sus hijos, tendientes a proporcionar mejores condiciones laborales. Para ello la Empresa entregó aportes que permitieron financiar beneficios de asistencia médica, económica y social, a través de la administración de los convenios de prestaciones de salud y seguros, la evaluación y gestión de préstamos y el desarrollo de las distintas actividades que involucran a su grupo familiar.

Como en años anteriores continuó el programa de becas de estudios superiores para hijos de trabajadores, oportunidad en la que se entregaron 387 becas, de las cuales 100 corresponden a becas de excelencia otorgadas directamente por la Empresa, asignadas a aquellos estudiantes con destacado rendimiento académico. Por otra parte, el fondo de financiamiento del que disponen la empresa y las distintas agrupaciones de sindicatos para apoyar económicamente a los colaboradores que invierten en la educación de sus hijos repartió 287 becas.

Entre las distintas actividades dirigidas a los colaboradores y la integración de sus familias destacan: "Aniversario Empresa", "Día del Trabajador Eléctrico", "Fiestas de Navidad y de Fin de Año", "Concurso de Pintura" y "Visita Empresa". Asimismo, se agregan actividades recreativas y el constante apoyo a los clubes deportivos.

En el ámbito de la salud, destacaron actividades masivas como: vacunación, programas de medicina preventiva y gimnasia de pausa, todas ellas tendientes a mejorar la calidad de vida de los colaboradores.

20 MEMORIA
ANUAL 12

• GESTIÓN TÉCNICA

Colaborador CGE DISTRIBUCIÓN



GESTIÓN TÉCNICA

Durante el año 2012, en total se invirtieron MM\$22.996 en infraestructura eléctrica, de los cuales, MM\$4.752 corresponden a EMEL SUR. Estas inversiones fueron destinadas 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 nuestros clientes, reducir pérdidas y cumplir con las exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio.

Durante el año 2012, en total se invirtieron MM\$22.996 en infraestructura eléctrica, de los cuales, MM\$4.752 corresponden a EMEL SUR. Estas inversiones fueron destinadas principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía, disminución de pérdidas eléctricas y calidad de suministro eléctrico.

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

	CGE DISTRIBUCIÓN	EMEL SUR	Total
Líneas de media tensión propias (km)	63	103	166
Líneas de baja tensión propias (km)	178	51	229
Cantidad de transformadores de MT/BT	218	226	444
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	68	29	97

El plan de inversiones contempló la ejecución de 5.086 proyectos, distribuidos en obras para nuevos clientes, trabajos de ampliación y mejoramiento de las redes de distribución eléctrica, medidores y equipos eléctricos.

En conformidad con la planificación de la expansión del sistema primario, durante el año 2012 la empresa relacionada TRANSNET realizó aumentos de potencia en las subestaciones de poder Fátima de 66/15 kV de 30 a 60 MVA, subestación Graneros de 66/15 kV de 16,6 a 30 MVA, subestación Cauquenes de 66/13,2 kV de 10 a 12 MVA, subestación Panguilemo de 66/15 kV de 5 a 9 MVA, subestación Chillán de 66/15 kV de 25 a 30 MVA y subestación Chivilcán de 66/15 kV de 22,5 a 30 MVA, lo que en conjunto permitió 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.

Se debe destacar la finalización y puesta en servicio de la nueva subestación eléctrica Mariscal 110/12-23 kV con una potencia de 60 MVA, proyecto destinado a abastecer el importante crecimiento de la demanda en las comunas de La Pintana, San Bernardo y Puente Alto y la puesta en servicio de la nueva subestación eléctrica Nirivilo 66/23 kV con una potencia de 5 MVA, proyecto destinado a abastecer el crecimiento de la demanda en los sectores de San Javier, Constitución y Empedrado.

56

57



INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

Al 31 de diciembre de 2012 se contaba con las siguientes instalaciones:

	CGE DISTRIBUCIÓN	EMEL SUR	Total
Líneas de media tensión (km)	10.527	11.500	22.027
Líneas de baja tensión (km)	14.542	6.848	21.390

La infraestructura eléctrica incluye 35.634 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 2.565 MVA, y abastece a 17.713 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 2.502 MVA.

CALIDAD DE SUMINISTRO

Para el periodo diciembre 2011 a noviembre 2012, 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	=	5,9 interrupciones al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	=	13,2 horas al 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 periodo referido son los siguientes:

Frecuencia media de interrupción	=	2,1 interrupciones al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	=	4,8 horas al año

Los niveles de continuidad de suministro anteriormente indicados equivalen a una disponibilidad media de 99,95% de la red de distribución y de 99,85% 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 y su filial EMEL SUR, 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° 2341 y 2342, ambos de fecha 30 de abril de 2004, durante el año 2012 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 este periodo se abonó en las cuentas de los clientes un total de MM\$313, a un promedio mensual de aproximadamente 47.559 clientes, lo que representa el 2,96% del total.



REQUERIMIENTOS REGULATORIOS Y DE FISCALIZACIÓN

La gestión del ejercicio 2012 se mantuvo en un entorno marcado por requerimientos regulatorios, emanados de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Es así como se gestionaron diversas respuestas de requerimientos sobre materias técnicas y se continuó con el proceso de envío de información sobre las interrupciones de suministro que afectan a los clientes, en conformidad a lo establecido en los procesos denominados Interrupciones III e Índices de Continuidad de Suministro.

También se obtuvo un significativo avance en obtener de parte de SEC la aplicación de una metodología uniforme de evaluación técnica de causas de fallas imputables a fuerza mayor, así como el ordenamiento del procedimiento de calificación de los elementos probatorios que aportan las empresas frente a tales causales.

PREVENCIÓN DE RIESGOS DE ACCIDENTES

En lo que se refiere a la gestión de la prevención de riesgos, 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.
- Premio **“ESFUERZO EN PREVENCIÓN DE RIESGOS”**, por lograr una reducción mayor al 25% en la tasa de frecuencia de accidentes con respecto al promedio de los últimos 2 años.

Por otra parte cabe destacar las capacitaciones realizadas por el Departamento de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente al personal propio y trabajadores de contratistas, sumando aproximadamente 20.000 horas, las cuales han sido efectuadas con relatores internos, entidades de capacitación externa y apoyo de la Asociación Chilena de Seguridad.

En el marco de la Política de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente, CGE DISTRIBUCIÓN ha establecido 55 Grupos de Prevención de Riesgos (GPR) integrados por colaboradores de todas las áreas, apoyando a los Comités Paritarios de Higiene, Seguridad y de Faena con el objeto de promover la labor de prevención a 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.

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.

DETERMINACIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO

CGE DISTRIBUCIÓN en el mes de marzo de 2012, llevó a cabo la determinación de la Huella de Carbono Corporativa (HCC) para el año 2009, siendo verificado y aprobado este cálculo por la empresa consultora Deloitte®. Dicha actividad tiene como propósito realizar planes de trabajo para el seguimiento, determinación y mitigación de las emisiones de CO2 que son de responsabilidad directa de sus empresas.

Adicionalmente, CGE DISTRIBUCIÓN, en el transcurso del año 2012, realizó el levantamiento de la información necesaria para determinar la Huella de Carbono del Producto (HCP) de energía eléctrica para el año 2011. Para concluir este proceso, resta la etapa de verificación de la información, la que será realizada por una consultora externa en marzo del año 2013.

TEMPORALES DE VIENTO Y LLUVIA DE MAYO

Desde el 25 al 28 de mayo de 2012, un temporal de lluvia con vientos superiores a 80 km/h, de gran severidad y persistencia, afectó a toda la zona de concesión de la empresa, ocasionando interrupciones de suministro y cortes de líneas principalmente debido a la caída de árboles y objetos sobre la red.

Para hacer frente a la emergencia se activó un plan de contingencia que incrementó en 5 veces las brigadas en terreno, desplegando más de 300 brigadas con el máximo de recursos disponibles, junto con mitigar los efectos del evento climático mediante generadores portátiles y manteniendo una estrecha comunicación con las autoridades del sector y medios informativos.

El servicio se normalizó paulatinamente, sujeto a que las condiciones climáticas permitieran trabajar sin poner en riesgo la seguridad de las personas y de las instalaciones, restableciendo gran parte del servicio al día siguiente del cese del evento climático.

PLAN DE EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS FRENTE A TEMPORALES DE LLUVIA Y VIENTO

En el mes de junio las Direcciones Regionales de SEC instruyeron a las empresas concesionarias de distribución desarrollar un plan de evaluación de la integridad de las instalaciones eléctricas, respecto a su aptitud para resistir adecuadamente temporales severos, revisar la capacidad de respuesta ante fallas y generar un plan de normalización en los puntos de la red que presenten debilidades o potenciales riesgos.

Los planes de integridad ya desarrollados por CGE DISTRIBUCIÓN según lo dispuesto en el Oficio Circular SEC N° 10.013 del 5 de octubre de 2010 con motivo del terremoto de febrero de ese año, incluían el análisis de los efectos de temporales severos y fueron validados mediante una auditoría externa, certificando la aptitud de las instalaciones y la adecuación de los planes de prevención y mitigación de riesgos.

REVISIÓN DE NORMA TÉCNICA

En el mes de julio de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) dio inicio al proceso de actualización de Norma de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes cuya vigencia data de la década de 1950. Esta norma rige el diseño, ejecución, operación y mantención de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Distribución, Sub-Transmisión, Transmisión y Generación.

En este contexto, la SEC busca desarrollar, en conjunto con la industria y las empresas de ingeniería del país, un reglamento moderno que defina estándares de seguridad acorde a la realidad del mercado nacional, con la finalidad de contar con un suministro eléctrico seguro y de calidad.

En este contexto, CGE DISTRIBUCIÓN ha jugado un activo rol de representación de la industria de la distribución eléctrica, en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G.

CURSO E-LEARNING MANEJO Y GESTIÓN DE PROYECTOS EN SAP

Durante el año 2012 se dio inicio al curso E-learning "Manejo y Gestión de Proyectos", cuyo objetivo es disponer de una plataforma de aprendizaje en línea que permita reforzar los conocimientos de la plataforma SAP asociados al módulo técnico de proyectos SAP-PS.

Lo anterior permitirá implementar programas de capacitación técnica y acreditación de actuales y nuevos usuarios, lo cual impactará positivamente en la eficiencia operacional y en el servicio al cliente.

CONEXIÓN DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS

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 noviembre 2012 se conectó al sistema de distribución de CGE DISTRIBUCIÓN el PMGD "El Treal", ubicado en la comuna de Padre Hurtado. El PMGD utiliza como medio de generación una planta de biogás e inyecta al sistema una potencia de 8,1 MW, que corresponden a los excedentes de energía de la planta de tratamiento El Treal de Aguas Andinas.

En diciembre 2012 se conectó al sistema de distribución de CGE DISTRIBUCIÓN el PMGD "Central Estancilla", conectado al Alimentador La Capilla de la comuna de San Bernardo. El conjunto de 6 generadores diesel inyecta al sistema una potencia de 3 MW.

También durante el mes de diciembre se conectó al sistema de distribución de EMELECTRIC el PMGD "Parque Eólico Ucuquer", ubicado en la comuna de Litueche. El PMGD utiliza como medio de generación 4 aerogeneradores de 1,8 MW con una capacidad instalada de 7,2 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, la Empresa ha sido víctima de robos por 1,4 toneladas de cobre, con un daño patrimonial directo de MM\$ 30. Lo anterior se descompone en 0,4 toneladas de CGE DISTRIBUCIÓN y 1 tonelada de EMELECTRIC, equivalentes a un daño patrimonial de MM\$9 y MM\$21 respectivamente. Estos delitos generan 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 perpetran.

Frente a esta situación, la Empresa continuó aplicando durante el ejercicio 2012 un conjunto de iniciativas permanentes, destinadas a combatir este flagelo. Entre ellas destacan el uso de tecnologías que replazan 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 la Asociación de Empresas Eléctricas A.G.

Estas acciones contribuyeron a reducir en forma muy significativa la cantidad de material sustraído, en comparación con las 17,2 toneladas que registró el año 2011.



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 Javier Marín Jordán
RUT: 8.351.571-6
Presidente



Carlos Manuel Hornauer Herrmann
RUT: 6.561.811-7
Vicepresidente



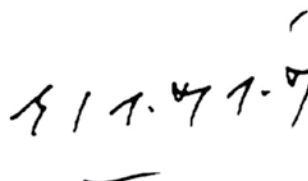
Cristian Eugenio Neuweiler Heinsen
RUT: 6.562.488-5
Director



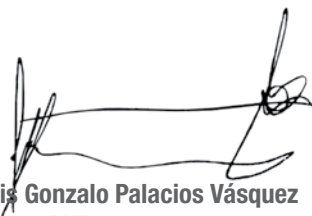
Cristián Bulnes Álamos
RUT: 7.010.969-7
Director



Rafael Andrés Marín Jordán
RUT: 8.541.800-9
Director



Eduardo Rafael Morandé Montt
RUT: 7.024.596-5
Director



Luis Gonzalo Palacios Vásquez
RUT: 5.545.086-2
Director



Cristián Saphores Martínez
RUT: 7.052.000-1
Gerente General

Santiago, marzo de 2013

2012 MEMORIA
ANUAL

ESTADOS FINANCIEROS E INFORME DE AUDITOR INDEPENDIENTE (CD ADJUNTO)

Con fecha 4 de marzo de 2013, los Auditores Externos Ernst & Young Ltda. emitieron su opinión de auditoría sin salvedades sobre los estados financieros consolidados de CGE Distribución S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2012. El referido informe de los Auditores Externos puede ser leído en el sitio internet de la Sociedad, www.cgedistribucion.cl, en el sitio internet de la Superintendencia de Valores y Seguros, www.svs.cl y/o en la versión completa de los estados financieros consolidados del ejercicio 2012 que se incluye en el CD adjunto en esta Memoria.

Colaborador CGE DISTRIBUCIÓN



ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	16.833.504	4.508.161
Otros activos no financieros.	322.799	248.867
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	161.731.325	166.025.513
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	1.172.571	1.505.386
Inventarios.	265.838	154.403
Activos por impuestos.	3.064.152	2.096.940
Total activos corrientes	183.390.189	174.539.270
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	12.172.639	14.424.487
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	79.835.150	126.910
Plusvalía.	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	459.023.089	335.937.611
Propiedad de inversión.	517.603	466.984
Total activos no corrientes	656.288.535	455.696.046
TOTAL ACTIVOS	839.678.724	630.235.316

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	23.346.936	62.725.513
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	91.179.987	53.439.376
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	10.591.672	28.794.530
Otras provisiones.	1.643.080	1.772.584
Otros pasivos no financieros.	4.950.767	1.859.956
Total pasivos corrientes	131.712.442	148.591.959
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	237.198.140	194.819.166
Cuentas por pagar.	79.318	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	16.324.719	0
Pasivo por impuestos diferidos.	31.885.385	3.442.610
Provisiones por beneficios a los empleados.	12.345.579	9.678.846
Otros pasivos no financieros.	231.373	212.844
Total pasivos no corrientes	298.064.514	208.153.466
TOTAL PASIVOS	429.776.956	356.745.425
PATRIMONIO		
Capital emitido.	312.364.032	190.294.959
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	18.183.507	8.607.632
Primas de emisión.	1	1
Otras reservas.	76.937.251	74.587.299
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	407.484.791	273.489.891
Participaciones no controladoras.	2.416.977	0
Total patrimonio	409.901.768	273.489.891
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	839.678.724	630.235.316

64

65

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS POR FUNCIÓN

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	671.001.162	632.019.271
Costo de ventas	(576.021.194)	(578.121.586)
Ganancia bruta	94.979.968	53.897.685
Otros ingresos, por función.	1.308.197	256.585
Gasto de administración.	(67.131.975)	(59.390.330)
Otros gastos, por función.	0	(30.573)
Otras ganancias (pérdidas).	3.630.245	1.590.654
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	32.786.435	(3.675.979)
Ingresos financieros.	4.000.298	3.161.549
Costos financieros.	(17.051.920)	(12.555.965)
Diferencias de cambio.	(602)	(34)
Resultados por unidades de reajuste.	(5.735.020)	(7.051.020)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	13.999.191	(20.121.449)
Gasto por impuestos a las ganancias.	(4.219.864)	2.423.172
Ganancia (pérdida)	9.779.327	(17.698.277)
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.765.625	(17.698.277)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	13.702	0
Ganancia (pérdida)	9.779.327	(17.698.277)
Ganancias por acción		
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)		
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	55,12	(142,23)
Ganancia (pérdida) por acción básica.	55,12	(142,23)

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS INTEGRAL

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$
Ganancia (pérdida)	9.779.327	(17.698.277)
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	151.203	792.703
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	151.203	792.703
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	472.415	0
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	623.618	792.703
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	(30.243)	(148.834)
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	(3.843.917)	0
Impuesto a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral	(3.874.160)	(148.834)
Otro resultado integral	(3.250.542)	643.869
Total resultado integral	6.528.785	(17.054.408)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.	6.515.083	(17.054.408)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.	13.702	0
Total resultado integral	6.528.785	(17.054.408)

66

67

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

2012

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
			Superavit de revaluación M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2012	190.294.959	1	64.610.630	(120.960)	10.097.629	74.587.299	8.607.632	273.489.891	0	273.489.891
Cambios en patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	0	0	0	0	0	0	9.765.625	9.765.625	13.702	9.779.327
Otro resultado integral	0	0	(3.371.502)	120.960	0	(3.250.542)		(3.250.542)	0	(3.250.542)
Total resultado integral	0	0	(3.371.502)	120.960	0	(3.250.542)	9.765.625	6.515.083	13.702	6.528.785
Emisión de patrimonio	122.069.073	0	0	0	0	0	0	122.069.073	0	122.069.073
Dividendos	0	0	0	0	0	0	(4.429.367)	(4.429.367)	0	(4.429.367)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio	0	0	(4.239.617)	0	9.840.111	5.600.494	4.239.617	9.840.111	2.403.275	12.243.386
Total incremento (disminución) en el patrimonio	122.069.073	0	(4.239.617)	0	9.840.111	5.600.494	(189.750)	127.479.817	2.403.275	129.883.092
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	312.364.032	1	56.999.511	0	19.937.740	76.937.251	18.183.507	407.484.791	2.416.977	409.901.768

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011

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

2011

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
			Superavit de revaluación M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Otras reservas M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2011	190.294.959	1	69.575.617	(764.829)	10.097.629	78.908.417	25.530.635	294.734.012	0	294.734.012
Cambios en patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	0	0	0	0	0	0	(17.698.277)	(17.698.277)	0	(17.698.277)
Otro resultado integral	0	0	0	643.869	0	643.869		643.869	0	643.869
Total resultado integral	0	0	0	643.869	0	643.869	(17.698.277)	(17.054.408)	0	(17.054.408)
Dividendos	0	0	0	0	0	0	(4.189.713)	(4.189.713)	0	(4.189.713)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio	0	0	(4.964.987)	0	0	(4.964.987)	4.964.987	0	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	0	(4.964.987)	0	0	(4.964.987)	775.274	(4.189.713)	0	(4.189.713)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2011	190.294.959	1	64.610.630	(120.960)	10.097.629	74.587.299	8.607.632	273.489.891	0	273.489.891

68

69

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.	972.460.752	906.720.649
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(812.432.562)	(826.326.687)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(24.540.409)	(24.258.940)
Otros pagos por actividades de operación.	(19.856.978)	(3.605.683)
Otros cobros y pagos de operación		
Intereses pagados.	(794.140)	(447.504)
Intereses recibidos.	934.262	0
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).	1.567.778	2.132.868
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	117.338.703	54.214.703
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	16.477	0
Compras de propiedades, planta y equipo.	(26.442.574)	(28.432.914)
Compras de activos intangibles.	(20.893)	0
Otras entradas (salidas) de efectivo.	2.681.480	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(23.765.510)	(28.432.914)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos.	39.244.709	74.198.402
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.	39.244.709	64.198.402
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.	0	10.000.000
Préstamos de entidades relacionadas.	876.725.875	938.324.700
Pagos de préstamos.	(76.261.560)	(75.420.240)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(903.708.693)	(948.573.000)
Dividendos pagados.	(4.470.705)	(4.184.780)
Intereses pagados.	(12.777.476)	(9.880.465)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(81.247.850)	(25.535.383)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	12.325.343	246.406
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	12.325.343	246.406
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	4.508.161	4.261.755
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	16.833.504	4.508.161

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
CGE Distribución S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de la CGE Distribución S.A. y subsidiaria, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

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

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

opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de la CGE Distribución S.A. y subsidiaria al 31 de diciembre de 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos, informe de otros auditores sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2011

Los estados financieros de CGE Distribución S.A. por el año terminado el 31 de diciembre de 2011 fueron auditados por otros auditores, quienes expresaron una opinión sin salvedades sobre los mismos en su informe de fecha 8 de marzo de 2012.

Fernando Zavala C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 04 de marzo de 2013

CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIA
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

1.- INFORMACION GENERAL.

CGE Distribución S.A. es una Sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 14 en la ciudad de Santiago, comuna de Las Condes en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 0841, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

CGE Distribución S.A. (en adelante la “Sociedad”), es una empresa subsidiaria de Compañía General de Electricidad S.A. (en adelante el “Grupo CGE”), quien posee el 99,77 % de la propiedad accionaria.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 111 de fecha 04 de marzo de 2013, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- DESCRIPCION DEL SECTOR EN QUE PARTICIPA.

2.1.- Sector electricidad.

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:

2.1.1.- 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 las dificultades para el desarrollo de proyectos de generación y transmisión han influido negativamente en 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.

2.1.2.- 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 1.392.641 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 7.077 GWh.

De la misma manera, a través de su filial Emel Sur S.A., distribuye energía eléctrica en las regiones V, Metropolitana, VI, VII y VIII, abasteciendo 275.145 clientes, con ventas físicas de 853 GWh, en el periodo comprendido entre abril y diciembre de 2012.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, CGE Distribución S.A. 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 la Sociedad 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 Sociedad 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 la Sociedad 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 la Sociedad.

La señalada Resolución N° 2288/2011 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles tendrá vigencia mientras no se resuelva la situación material de incumplimiento de Campanario Generación S.A. 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 General de Servicios Eléctricos, una vez terminados o resueltos los contratos existentes, según la normativa vigente.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro, por lo que CGE Distribución S.A. presentó a la Comisión Nacional de Energía una propuesta para las bases de la licitación de suministro denominada "Licitación CGED 2012/01", cuyo objeto es licitar el bloque de suministro contratado con Campanario Generación S.A., para el evento en que el contrato suscrito con ella termine anticipadamente.

Así, CGE Distribución S.A. realizó tres licitaciones para abastecer los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en el año 2009, los cuales han sido declarados desiertas con fechas 4 de junio, 30 de julio y 28 de septiembre de 2012, respectivamente. Posteriormente, como resultado de una cuarta licitación realizada, la Sociedad adjudicó el 7 de diciembre de 2012 el 15% de la energía requerida a la empresa AES GENER S.A. La Sociedad ya ha presentado una nueva propuesta de bases a la Comisión Nacional de Energía, con el fin de licitar la energía no adjudicada a la fecha.

Por otro lado, debido al término -el 31 de diciembre de 2013- del bloque variable de los contratos suscritos en el año 2006 y para cubrir algunos déficits detectados, en el mes de noviembre de 2011, CGE Distribución S.A. presentó bases a la Comisión Nacional de Energía para la realización de un proceso de licitación adicional, las cuales se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad.

En cuanto al suministro para clientes libres, la Sociedad mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, CGE Distribución S.A. se encuentra negociando condiciones de suministro con distintos generadores del sistema, con el objeto de renovar algunos contratos suscritos con clientes libres cuya vigencia termina el 31 de diciembre de 2012.

Del mismo modo, la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca S.A., ambas filiales de Emel Sur S.A., cuentan con contratos de suministro para abastecer los consumos de sus clientes regulados suscritos, en el marco de los procesos licitatorios efectuados en el año 2006, con la Empresa Nacional de Energía S.A. y AES Gener S.A., los cuales tienen vigencia hasta los años 2019 y 2024, respectivamente.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron el año 2012, ambas empresas iniciaron el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes, las cuales a la fecha se encuentran pendientes de aprobación por parte de la autoridad. En el mes de enero de 2013, las sociedades han comunicado esta situación a la Comisión Nacional de Energía, señalándole que resulta necesario que instruya o solicite a la autoridad que corresponda la forma de resolver esta situación a consecuencia de su decisión de no aprobar oportunamente las bases de la licitación para satisfacer los déficit indicados a partir del año 2012. Adicionalmente, informaron a SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

Para el caso de sus clientes libres, la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. cuenta con contratos de suministro cuya vigencia se extienden hasta el año 2017.

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 y, posteriormente, en el mes de abril de 2012, hasta el 30 de agosto de 2012. En este decreto se dispusieron medidas para evitar, reducir y administrar el déficit de generación en el Sistema Interconectado Central.

Dichas medidas contemplaron 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 febrero de 2011, 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 estuvo 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.

2.1.3.- 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 los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución.

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

El valor agregado de distribución 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 CNE.

Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso de fijación del valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016.

Precios de compra traspasados a público:

Como ya se manifestó, uno de los componentes de la tarifa regulada de distribución corresponde al precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución. Dicho precio considera el valor 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, así como también, los costos asociados a las instalaciones de subtransmisión, que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Cabe señalar al respecto, que durante el año 2012 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. Debido a lo anterior, aún se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará las tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

Adicional a lo anterior, CNE en su Informe Técnico correspondiente a la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central de noviembre de 2011, establece que la "Determinación de excedente o déficit de recaudaciones" por diferencias en los físicos de compra, depende sustantivamente de las condiciones de aplicación que establezca el decreto tarifario de subtransmisión que reemplace al actual (Decreto Supremo N°320). Debido a esto, dicha Comisión ha estimado conveniente postergar la aplicación del cargo por excedente o déficit señalado, hasta la fecha en que el decreto que fije las nuevas tarifas de subtransmisión sea publicado. Lo anterior ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste.

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, CNE debe elaborar y publicar un Informe Técnico, considerando las observaciones que hayan efectuado las empresas, el cual es sometido al dictamen del Panel de Expertos, en caso de que existan discrepancias.

Actualmente se encuentra en desarrollo el proceso de fijación de los precios de los servicios al suministro de electricidad, los cuales, como se ha señalado, deben ser determinados con ocasión de la fijación del valor agregado de distribución para el cuatrienio 2012-2016.

Por otro lado, 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 e intervención de tendido eléctrico y de 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.

Así, mediante Resolución 42 del 12 de octubre de 2012, dicho Tribunal declaró que las condiciones existentes en el mercado no son suficientes para garantizar un régimen de libertad tarifaria, por lo que se califican como sujetos a fijación de precios los servicios de arriendo de equipos de medida electrónicos; de retiro de equipos de medida electrónicos; de reubicación de empalmes y equipos de medida; de cambio de acometida por concéntrico; de reparación de empalmes; de ejecución o instalación de empalmes provisorios; y de arriendo de empalmes provisorios. Además, el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia rechazó la solicitud de proponer al Presidente de la República, a través del Ministro de Energía, la modificación de preceptos legales y reglamentarios referida precedentemente.

La Sociedad estima que esta resolución 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 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.

3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

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

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

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con el principio de costo, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipo, propiedades de inversión, activos financieros disponibles para la venta y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados) a valor justo por resultados.

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2012.

3.2.1.- 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 tuvo impactos en los estados financieros de CGE Distribución S.A.

3.2.2.- Enmienda a la NIC 12, “Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda, emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para las propiedades 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, la cual no tuvo efectos para CGE Distribución S.A.

- 3.2.3.- Enmienda a la NIIF 1, emitida en diciembre 2010, trata de los siguientes temas: i) Exención para hiperinflación severa, permite a las empresas cuya fecha de transición sea posterior a la normalización de su moneda funcional, valorizar activos y pasivos a valor razonable como costo atribuido. ii) Remoción de requerimientos de fechas fijas: adecúa la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable a CGE Distribución S.A.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2012, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- Enmienda a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de la normas internacionales de información financiera”, emitida en marzo de 2012. Añadiendo una excepción para la contabilización de los préstamos del gobierno a tasas de interés por debajo del mercado. Las entidades están obligadas a aplicar las modificaciones en los ejercicios anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2013.
- 3.3.2.- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los otros resultados integrales se clasifiquen y agrupen evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en períodos posteriores.
- 3.3.3.- 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. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013.
- 3.3.4.- Enmienda a la NIC 32 “Instrumentos financieros”: “Presentación”. Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio compensaciones de NIC 32. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- 3.3.6.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.

- 3.3.7.- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”: Información a revelar. Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013.
- 3.3.8.- 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 2015 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- 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. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.3.10.- 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. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.3.11.- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. Emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma todos los requerimientos de revelaciones en los estados financieros relacionadas con las participaciones en otras entidades, sean estas calificadas como subsidiarias, asociadas u operaciones conjuntas. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.3.12.- NIIF 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. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013.
- 3.3.13.- CINIIF 20 “Stripping Costs” en la fase de producción de minas a cielo abierto. Emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “Stripping Costs” como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de “Stripping Costs” existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013.
- 3.3.14.- Mejora a la NIC 16 “Propiedades, planta y equipos”, emitida en mayo de 2012. La modificación aclara que las piezas de repuestos y el equipo auxiliar que cumplen con la definición de propiedades, planta y equipo no son inventarios. Una entidad aplicará esta modificación retrospectivamente de acuerdo con NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” para períodos anuales que comiencen a partir de enero 2013.

- 3.3.15.- Mejora a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Emitida en mayo de 2012. Aclara que una empresa puede aplicar IFRS 1 más de una vez, bajo ciertas circunstancias. Aplicable a períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.16.- Mejora a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en mayo de 2012. Clarifica requerimientos de información comparativa cuando la entidad presenta una tercera columna de balance. Aplicable a períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.17.- Mejora a la NIC 32 “Presentación de Instrumentos Financieros”. Emitida en mayo de 2012. Clarifica el tratamiento del impuesto a las ganancias relacionado con las distribuciones y costos de transacción. Aplicable para períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.18.- Mejora a la NIC 34 “Información financiera intermedia”. Emitida en mayo de 2012. La modificación aclara los requerimientos de NIC 34 relacionados con la información de los segmentos de operación de los activos y pasivos totales con el fin de aumentar la coherencia con los requerimientos de IFRS 8 “Segmento de operación”. La modificación establece que los activos y pasivos totales para un segmento de operación particular sólo se revelarán cuando las cantidades son medidas por la alta administración con regularidad y hubo un cambio material en la comparación con la información revelada en los estados financieros anteriores para segmento de operación. Una entidad aplicará esta modificación retrospectivamente de acuerdo con NIC 8 “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores” para períodos anuales que comiencen a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.19.- Enmiendas a las NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” y NIIF 12 “Revelaciones de participaciones en otras entidades”. Emitida en junio de 2012. La modificación clarifica las disposiciones transitorias para NIIF 10, indicando que es necesario aplicarla el primer día del período anual en la que se adopta la norma. Por lo tanto, podría ser necesario realizar modificaciones a la información comparativa presentada en dicho período, si es que la evaluación del control sobre inversiones difiere de lo reconocido de acuerdo a NIC 27/SIC 12. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2013.
- 3.3.20.- Mejora a las NIC 27 “Estados Financieros Separados” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otras entidades”. Emitida en octubre de 2012. Las modificaciones incluyen la definición de una entidad de inversión e introducen una excepción para consolidar ciertas subsidiarias pertenecientes a entidades de inversión. Esta modificación requiere que una entidad de inversión mida esas subsidiarias al valor razonable con cambios en resultados de acuerdo a la NIIF 9 “Instrumentos Financieros” en sus estados financieros consolidados y separados. Las modificaciones también introducen nuevos requerimientos de información a revelar relativos a entidades de inversión en la NIIF 12 y en la NIC 27. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014.

La Administración del Grupo CGE 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 pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de la Sociedad en el ejercicio de su primera aplicación.

3.4.- Bases de consolidación.

3.4.1.- Subsidiarias o filiales.

Subsidiarias o filiales son todas las entidades (incluidas las entidades de cometido especial) sobre las que la Sociedad tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, el que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto. A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio. El precio pagado determinado incluye el valor justo de activos o pasivos resultantes de cualquier acuerdo contingente de precio. Los costos relacionados con la adquisición son cargados a resultados tan pronto son incurridos. Los activos identificables adquiridos y los pasivos y contingencias identificables asumidos en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de las participaciones no controladas, el cual incluiría cualquier activo o pasivo contingente a su valor justo. Según cada adquisición, la Sociedad reconoce el interés no controlante a su valor justo o al valor proporcional del interés no controlante sobre el valor justo de los activos netos adquiridos. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados.

Se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades relacionadas. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido. Cuando es necesario, para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las subsidiarias.

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

Cuando la Sociedad deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remedido a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como

asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en otros resultados integrales son reclasificados a resultados.

3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

El siguiente es el detalle de la empresa subsidiaria incluida en la consolidación.

Rut	Nombre sociedad	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
				31/12/2012		31/12/2011	
				Directo	Indirecto	Total	Total
76.144.163-9	Emel Sur S.A.	Chile	Peso chileno	98,15775%	0,00000%	98,15775%	0,00000%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

Según lo dispuesto por la Novena Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 04 de enero de 2012, se acordó el aumento del capital de la Sociedad por un monto de M\$ 122.357.141, mediante la emisión de 52.864.584 acciones nominativas y sin valor nominal.

Este aumento del capital social permitió incorporar en CGE Distribución S.A., vía aporte, la totalidad de la participación accionaria que la Matriz poseía en Emel Sur S.A., ascendente a 98,15775% de las acciones emitidas por esta empresa, traspaso concretado el 26 marzo de 2012.

De esta manera CGE Distribución S.A., paso a controlar indirectamente a Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y a Empresa Eléctrica de Talca S.A.

El valor de las acciones, según lo establecido en el artículo N°15 de la ley N° 18.046, que Compañía General de Electricidad S.A. poseía de Emel Sur S.A. fue estimado por un perito externo.

Por corresponder a una reorganización de sociedades bajo matriz común, no es necesaria la re emisión de los estados financieros de ejercicios anteriores. La inversión se traspasó a valor libros del 31 de marzo 2012, no generando efectos en el estado de resultados, ni plusvalías asociadas en CGE Distribución S.A.

No existen otros cambios en el perímetro de consolidación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

3.5.3 Entidades de consolidación indirecta.

Los estados financieros de la subsidiaria incluyen las siguientes sociedades.

Rut	Nombre sociedad	País	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
					31/12/2012		31/12/2011	
					Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Peso chileno	Emel Sur S.A.	100,00000%	98,15775%	0,00000%	0,00000%
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Peso chileno	Emel Sur S.A.	100,00000%	98,15775%	0,00000%	0,00000%

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

3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad y su Subsidiaria, se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (“moneda funcional”). La moneda funcional de la Sociedad es el Peso chileno, que constituye además la moneda de presentación de los estados financieros consolidados de la Sociedad.

3.6.2.- Transacciones y saldos.

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

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

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

3.6.3.- Bases de conversión.

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

Fecha	CL \$ / US\$	CL \$ / UF
31/12/2012	479,96	22.840,75
31/12/2011	519,20	22.294,03

CL \$ Pesos chilenos US \$ Dólar estadounidense
 U.F. Unidades de fomento

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como sector eléctrico, para el que se toman las decisiones estratégicas, esta información se detalla en Nota 30.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

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 eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable.

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

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

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

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

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

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se

cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

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

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

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

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

3.9.- Propiedades de inversión.

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

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

3.10.- Activos intangibles.

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

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación 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 menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

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

aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

3.10.2.- Servidumbres.

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

3.10.3.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

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

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

3.10.4.- Programas informáticos.

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

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por 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.

3.11.- 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.

3.12.- Activos financieros.

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

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

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

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

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

3.12.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

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

3.13.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.

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

- coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o

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 por la NIC 39.

3.13.1.- Coberturas de valor razonable.

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

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

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

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

3.13.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

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

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

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

3.13.3.- 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.

3.14.- Inventarios.

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

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

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

3.15.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que 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 de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

3.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

3.17.- Capital social.

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

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

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

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

3.19.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

3.20.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen en la medida en que es probable que vaya a disponerse de beneficios fiscales futuros con los que poder compensar dichas diferencias.

El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de la inversión en subsidiaria y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las

diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.21.- Beneficios a los empleados.

3.21.1.- 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 y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.21.2.- Beneficios post jubilatorios.

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

3.21.3.- 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 de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales 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 rendimientos de mercado de bonos denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

Las ganancias y pérdidas actuariales y los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados.

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

Los beneficios por cese que no califican lo descrito en el punto 3.21.3.- 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 comprometido, ya sea:

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

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

3.22.- Provisiones.

La Sociedad reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

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

- 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 CGE Distribución S.A. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de los estados de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

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

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

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

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

3.25.- 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.

3.25.1.- Ventas de electricidad.

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

3.25.2.- 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. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

3.25.3.- Ingresos por intereses.

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

3.25.4.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se percibe su pago.

3.26.- Arrendamientos.

3.26.1.- Cuando la Sociedad es el arrendatario - arrendamiento operativo.

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

3.26.2.- Cuando la Sociedad es el arrendador.

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro del rubro propiedades, planta y equipo, o en propiedades de inversión según corresponda.

Los ingresos derivados del arrendamiento operativo se reconocen de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

3.27.- Contratos de construcción.

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

3.28.- Distribución de dividendos.

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

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.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada e intangibles.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.10. 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 15.1.

4.2.- 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 el Grupo CGE para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 22 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

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

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

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometido CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A. son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participa CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A., 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 conforman el Grupo CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros identificados.

5.1.1.- Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.

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

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad y su Subsidiaria no poseen stock de deuda en moneda extranjera, en consecuencia, no se encuentra afecta al riesgo de variación de tipo de cambio. La deuda financiera total de CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A. se encuentra expresada en un 84,44% en Unidades de Fomento y un 15,56% en pesos.

Tipo de deuda	31/12/2012		31/12/2011	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	40.531.292	15,56%	45.009.920	17,48%
Deuda en unidades de fomento	220.013.784	84,44%	186.464.306	72,40%
Deuda en moneda extranjera - m/e	0	0,00%	26.070.453	10,12%
Total deuda financiera	260.545.076	100,00%	257.544.679	100,00%

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2012, CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A. mantienen un 84,44% de sus deudas financieras expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre del 2012, los resultados antes de impuestos hubieran disminuido en M\$ 2.142.859 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

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

Al 31 de diciembre de 2012 la deuda financiera de CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A. se encuentra estructurada en un 24,18% a tasa fija y un 75,82% a tasa variable.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 1.527.333 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\$ 2.513.835 de mayor gasto.

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

El riesgo de liquidez en CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur 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. En efecto al 31 de diciembre de 2012, un 91% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo principalmente mediante bonos y créditos bancarios.

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, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses de La Sociedad, los cuales, como se indicó, se encuentran radicados mayoritariamente en el largo plazo:

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31/12/2012	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	26.503.988	98.900.176	86.822.390	56.140.434	0	268.366.988
Bonos	7.885.716	15.828.483	23.784.489	31.318.019	21.318.703	100.135.410
Total	34.389.704	114.728.659	110.606.879	87.458.453	21.318.703	368.502.398
Porcentualidad	9%	31%	30%	24%	6%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja 31/12/2011	Hasta 1 año M\$	Más de 1 año y hasta 3 años M\$	Más de 3 años y hasta 6 años M\$	Más de 6 años y hasta 10 años M\$	Más de 10 años M\$	Total M\$
Bancos	71.416.359	58.150.527	27.767.163	62.945.228	0	220.279.277
Efectos de comercio	10.000.000	0	0	0	0	10.000.000
Bonos	13.327.109	15.504.972	23.352.446	30.971.046	28.482.656	111.638.229
Total	94.743.468	73.655.499	51.119.609	93.916.274	28.482.656	341.917.506
Porcentualidad	28%	22%	15%	27%	8%	100%

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

En la actividad de distribución de electricidad de CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A., principal negocio del Grupo CGE, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley.

La mayor parte de las ventas en términos de volumen, corresponde al segmento residencial-industrial. Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar es de aproximadamente 3,3 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de deudas comerciales vencidas y deterioradas representan un monto poco significativo, del orden de 4,7% del total de ingresos operacionales.

Conceptos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	671.001.162	632.019.271
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	205.392.789	200.712.641
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	31.488.825	20.262.641
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,3	3,2
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	4,7%	3,2%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios y bonos de la Compañía al 31 de diciembre de 2012 y 2011. 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. (Jerarquía en Nota 7.2), (Nivel II).

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros de CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A. que compara su valor libro en relación a su valor justo:

Deuda al 31 de diciembre de 2012	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	197.529.320	200.083.150	1,28%
Bonos y efectos de comercio.	63.015.756	65.938.041	4,43%
Total pasivo financiero	260.545.076	266.021.191	2,06%

Deuda al 31 de diciembre de 2011	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	177.324.693	154.214.448	-14,99%
Bonos y efectos de comercio.	80.219.986	85.525.457	6,20%
Total pasivo financiero	257.544.679	239.739.905	-7,43%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	9.028.176	1.278.392
Saldos en bancos.	7.805.328	3.229.769
Total efectivo.	16.833.504	4.508.161

El efectivo y equivalentes de efectivo incluido en los estados financieros consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011, no difiere del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	16.833.504	4.508.161
Total		16.833.504	4.508.161

7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012 no mantiene saldos por contratos de permuta de tipo de cambio y tasa de interés, al 31 de diciembre de 2011 mantenía un contrato de permuta de tipo de cambio y tasa de interés (cross currency interés trate swap) suscrito el 11 de julio de 2008, que convertía US\$ 50 millones al equivalente de MU.F 1.249. Los contratos señalados fueron designados como instrumentos de cobertura de los flujos de caja vinculados al pago de la deuda en moneda extranjera por MUS\$ 50.000 (Nota 19).

La Sociedad, no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. La composición de los activos y pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2011 se detalla en el siguiente cuadro.

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 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	0	2.234.896	0	0
Total					0	2.234.896	0	0

Los pasivos de coberturas al 31 de diciembre de 2011 se encuentran expuestos para los efectos de presentación en el estado de situación en la Nota 19.1.

7.2.- 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 2012 y 2011, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIC 39. Dichas metodologías aplicadas para clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2012 y 2011, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.

Pasivos por instrumentos financieros medidos a valor razonable.

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31/12/2011		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja	2.234.896	0	0	2.234.896	0
Total	2.234.896	0	0	2.234.896	0

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clase de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Deudores comerciales, neto.	157.473.475	163.314.146	12.086.562	14.322.869
Otras cuentas por cobrar, neto. (*)	4.257.850	2.711.367	86.077	101.618
Total	161.731.325	166.025.513	12.172.639	14.424.487

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

(*) Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo honorarios.	790	1.085	0	0
Préstamos al personal.	246.843	304.853	86.077	101.618
Sub total	247.633	305.938	86.077	101.618
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	2.662.220	675.451	0	0
Sub total	2.662.220	675.451	0	0
Deudores varios				
Deudores varios.	427.173	206.684	0	0
Anticipo Proveedores.	827.551	92.469	0	0
Otros documentos por cobrar.	30.724	0	0	0
Crédito a terceros.	15.347	1.279.128	0	0
Otros.	65.800	151.697	0	0
Provisión de deterioro.	(18.598)	0	0	0
Sub total	1.347.997	1.729.978	0	0
Total	4.257.850	2.711.367	86.077	101.618

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Deudores comerciales, bruto.	188.943.702	183.576.787	12.086.562	14.322.869
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.276.448	2.711.367	86.077	101.618
Total	193.220.150	186.288.154	12.172.639	14.424.487

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Deudores comerciales.	31.470.227	20.262.641
Otras cuentas por cobrar.	18.598	0
Total	31.488.825	20.262.641

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2012 y 2011, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo inicial.	20.262.641	14.233.274
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del ejercicio.	(1.139.551)	(2.354.250)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del período o ejercicio	2.316.065	0
Aumento (disminución) del ejercicio.	10.049.670	8.383.617
Total	31.488.825	20.262.641

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libro 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.

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.

La calidad crediticia en materia de energía eléctrica, en las Empresas Distribuidoras se rigen por el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, y por su Reglamento Eléctrico, Decreto Supremo N° 327 de diciembre de 1997. Las disposiciones de este último, en sus Art. N° 146, fija los plazos para el pago del suministro eléctrico por parte del usuario o cliente definido, no siendo éste considerado como un crédito y por otro lado, señala que en el inmueble o instalación quedarán radicadas todas las obligaciones derivadas del servicio para con la empresa suministradora, por otra parte en el Art. N° 147 se establecen los plazos para suspensión del suministro eléctrico.

La Sociedad ha definido las siguientes segmentaciones de clientes para efectos de determinar las provisiones por deterioro:

Cientes del segmento electricidad: Toda deuda superior a tres años de antigüedad es provisionada en un 100%. Adicional a lo anterior se establece un porcentaje a las treinta y seis últimas facturaciones móviles incluido IVA. Este porcentaje se establece considerando la experiencia de cobranza sobre base histórica que ha tenido la distribuidora, asimismo se provisionan en un 100% aquellos clientes que sin cumplir la condición de antigüedad, evidencian un riesgo de incobrabilidad en función de su situación jurídica, como son por ejemplo los deudores en estado de quiebra. Todos los servicios clasificados como Municipales y Fiscales son excluidos de la provisión.

Cientes del segmento servicios: Toda deuda mayor a 6 meses es deteriorada incluyendo las cuotas vencidas como las por vencer. Las cuotas vencidas ponderan con capital e intereses, en cambio, las cuotas por vencer sólo por su parte de capital.

8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

31/12/2012	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	110.368.559	27.533.094	6.581.778	2.611.644	2.213.280	2.127.967	1.917.337	1.699.505	1.667.610	44.309.490	201.030.264	188.943.702	12.086.562
Otras cuentas por cobrar, bruto.	4.249.778	7.794	0	0	0	1.896	0	0	130	102.927	4.362.525	4.276.448	86.077
Provisión deterioro	(268.613)	(311.741)	(275.034)	(279.216)	(304.185)	(311.704)	(315.945)	(289.078)	(327.560)	(28.805.749)	(31.488.825)	(31.488.825)	0
Total	114.349.724	27.229.147	6.306.744	2.332.428	1.909.095	1.818.159	1.601.392	1.410.427	1.340.180	15.606.668	173.903.964	161.731.325	12.172.639

31/12/2011	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad mayor a 251 días	Total deudores	Total corrientes	Total no corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto.	109.044.989	21.569.447	9.355.663	4.584.097	3.772.708	2.979.316	3.010.334	2.632.403	2.617.330	38.333.369	197.899.656	183.576.787	14.322.869
Otras cuentas por cobrar, bruto.	2.812.985	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.812.985	2.711.367	101.618
Provisión deterioro.	(131.175)	(1.265.071)	(625.475)	(281.971)	(239.624)	(216.442)	(149.083)	(146.898)	(134.127)	(17.072.775)	(20.262.641)	(20.262.641)	0
Total	111.726.799	20.304.376	8.730.188	4.302.126	3.533.084	2.762.874	2.861.251	2.485.505	2.483.203	21.260.594	180.450.000	166.025.513	14.424.487

8.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

31/12/2012								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	50.146.840	0	0	0	0	50.146.840	0
Por vencer.	695.978	35.676.474	(198.624)	50.385	24.545.245	(69.989)	60.221.719	(268.613)
Sub total por vencer	695.978	85.823.314	(198.624)	50.385	24.545.245	(69.989)	110.368.559	(268.613)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	359.304	26.555.567	(230.555)	27.727	977.527	(73.920)	27.533.094	(304.475)
Entre 31 y 60 días	102.000	6.121.982	(204.451)	8.686	459.796	(70.583)	6.581.778	(275.034)
Entre 61 y 90 días	11.099	2.274.495	(206.482)	2.598	337.149	(72.734)	2.611.644	(279.216)
Entre 91 y 120 días	6.690	1.824.258	(225.422)	1.764	389.022	(78.763)	2.213.280	(304.185)
Entre 121 y 150 días	5.549	1.789.401	(231.972)	1.686	338.566	(79.732)	2.127.967	(311.704)
Entre 151 y 180 días	4.448	1.559.690	(234.566)	1.493	357.647	(81.379)	1.917.337	(315.945)
Entre 181 y 210 días	4.087	1.384.846	(215.003)	1.447	314.659	(74.075)	1.699.505	(289.078)
Entre 211 y 250 días	3.623	1.415.846	(243.655)	1.327	251.764	(83.905)	1.667.610	(327.560)
Más de 250 días	164.871	40.063.855	(25.125.632)	33.693	4.245.635	(3.668.785)	44.309.490	(28.794.417)
Sub total vencidos	661.671	82.989.940	(26.917.738)	80.421	7.671.765	(4.283.876)	90.661.705	(31.201.614)
Total	1.357.649	168.813.254	(27.116.362)	130.806	32.217.010	(4.353.865)	201.030.264	(31.470.227)

31-12-2011								
Tramos de deudas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	43.969.501	0	0	0	0	43.969.501	0
Por vencer.	564.098	35.300.429	0	84.836	29.775.059	(131.175)	65.075.488	(131.175)
Sub total por vencer	564.098	79.269.930	0	84.836	29.775.059	(131.175)	109.044.989	(131.175)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días.	252.504	19.382.977	(756.552)	57.423	2.186.470	(508.519)	21.569.447	(1.265.071)
Entre 31 y 60 días.	112.768	8.282.478	(368.057)	32.245	1.073.185	(257.418)	9.355.663	(625.475)
Entre 61 y 90 días.	19.212	4.104.955	(162.363)	5.596	479.142	(119.608)	4.584.097	(281.971)
Entre 91 y 120 días.	11.068	3.357.319	(144.249)	3.524	415.389	(95.375)	3.772.708	(239.624)
Entre 121 y 150 días.	8.524	2.612.691	(123.738)	2.831	366.625	(92.704)	2.979.316	(216.442)
Entre 151 y 180 días.	6.436	2.759.893	(83.635)	2.231	250.441	(65.448)	3.010.334	(149.083)
Entre 181 y 210 días.	6.035	2.387.414	(81.049)	2.088	244.989	(65.849)	2.632.403	(146.898)
Entre 211 y 250 días.	6.699	2.338.032	(72.739)	2.798	279.298	(61.388)	2.617.330	(134.127)
Más de 250 días.	144.617	35.673.147	(14.768.259)	29.244	2.660.222	(2.304.516)	38.333.369	(17.072.775)
Sub total vencidos	567.863	80.898.906	(16.560.641)	137.980	7.955.761	(3.570.825)	88.854.667	(20.131.466)
Total	1.131.961	160.168.836	(16.560.641)	222.816	37.730.820	(3.702.000)	197.899.656	(20.262.641)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31/12/2012				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	16	8.139	5	4.032
Total	16	8.139	5	4.032

31/12/2011				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	118	79.145	5	4.032
Total	118	79.145	5	4.032

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre 2012 y 2011 es el siguiente:

Provisión y castigos	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$
Provisión cartera no repactada	5.072.176	4.047.314
Provisión cartera repactada	3.867.549	1.982.053
Castigos del ejercicio	1.109.945	2.354.250
Total	10.049.670	8.383.617

8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente por venta de energía, y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Eléctrico	19.004.269	671.001.162
Total	19.004.269	671.001.162

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01/01/2011 31/12/2011 M\$
Eléctrico	19.453.128	632.019.271
Total	19.453.128	632.019.271

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

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

Los traspasos de fondos de corto plazo desde y hacia la matriz, que no correspondan a cobro o pago de servicios, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente mercantil, estableciéndose para el saldo mensual una tasa de interés variable, de acuerdo a las condiciones del mercado.

La Sociedad, tiene como política informar todas las transacciones que efectúa con partes relacionadas durante el período o ejercicio, con excepción de los dividendos pagados, aportes de capital recibidos, los cuales no se entienden como transacciones.

9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes	
							31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	26.953	41.174
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	910	0
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	231	239
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Venta de activo fijo	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	3.183	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	716	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	23.240	204.748
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	639	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	4.006	4.591
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	3.020	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	115	53
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	8.598	7.428
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	0	263.440
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	3.262	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	3.138	3.184
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	823.057	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	16.632	3.714
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	362	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	2.990	2.918
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	22	0
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	1.089	2.531
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	11.545	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	17.186	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	67.389	187.808
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	466.380
96.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.038	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	venta de energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.229	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	4.775
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	439	0
96.868.110-9	Hormigones de Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	2.466	0
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	1.631	1.592
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	140.388	153.443
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	5.097	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	0	157.368
TOTALES							1.172.571	1.505.386

9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	30.625	42.974	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	838	13.529	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	196.304	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.623	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	210.215	49.194	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	584	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.862.439	1.988.805	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz	CL \$	218.953	120.512	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cta. Cte. mercantil	A la vista	Matriz	CL \$	539.341	21.470.023	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	150.480	87.506	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	720.082	107.222	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	89.005	0	0	0
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	1.478.965	1.306.465	0	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	46.035	316.261	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	474	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	577	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	128	0	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	694	1.821	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Peajes y arriendos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	69.690	45.137	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Deuda por Pagar	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	68.459	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Deuda por Pagar	Más de 1 año	Matriz común	CL \$	0	0	16.324.719	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	78.444	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	2.652.106	2.537.396	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	7.351	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra gas natural	Hasta 30 días	Indirecta	CL \$	0	13.568	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz común	CL \$	2.450.359	412.018	0	0
TOTALES							10.591.672	28.794.530	16.324.719	0

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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2012 31/12/2012		01/01/2011 31/12/2011	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	5.056.161	(2.524.746)	17.815.399	(5.001.810)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	147.813	(147.813)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	8.273.800	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	2.098	2.098	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	55.427	0	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	32.288	(32.288)	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	33.391	33.391	22.697	22.697
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas y otros	CL \$	2.341	2.341	31.206	31.206
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CL \$	30.133	30.133	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios prestados	CL \$	612	612	525	525
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses Cobrados	CL \$	80.241	95.067	155.496	155.496
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	979.455	(979.455)	1.045.767	(1.045.767)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Arriendos de oficinas	CL \$	0	0	198.003	(198.003)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Reembolso de Gastos	CL \$	6.063	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	919.651.631	0	938.324.700	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	876.725.876	0	948.573.000	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	13.226.611	(13.137.705)	602.577	(602.577)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	196.129	(196.129)	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	82.395	82.395	73.511	73.511
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	4.845.670	4.845.670	4.286.000	4.286.000
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	26.755	(26.755)	73.162	(73.162)
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	1.381.431	(1.381.431)	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicio de Recaudación (Abono)	CL \$	6.996.604	0	169.814	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	2.863	0	443	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	1.685	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	12.708.751	(12.708.751)	12.429.525	(12.429.525)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	1.871.339	(1.871.339)	0	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas	CL \$	2.305.050	(2.305.050)	1.819.895	(1.819.985)
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	10.936	(10.936)	0	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	263	0	0	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	855	0	0	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	3.258	3.258	0	0
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Materiales	CL \$	7.702	7.702	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	32.571	32.571	31.505	31.505
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	411	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	0	0	36.756	36.756
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	184.199	184.199	86.875	86.875
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	38.000	38.000	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	23.418	0	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	16.846	(16.846)	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	0	0	30.859	30.859
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	29.857	29.857	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	315	0	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas licuado	CL \$	0	0	24.904	(24.904)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	0	0	52.130	52.130

Continuación:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2012 31/12/2012		01/01/2011 31/12/2011	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	24.347	(25.574)	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	76.709	76.709	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Peajes y arriendos	CL \$	7.856	(7.856)	24.393	(24.393)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	5.610	5.610	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	470.012	(470.012)	433.541	(433.541)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	0	0	685.468	685.468
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	755.416	755.416	1.288	1.288
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	6.937		6.635	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	24.786	24.786	0	0
86.977.200-3	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Deuda por Pagar	CL \$	0	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	0	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	7.257	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos-Ingreso	CL \$	619.695	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	716.824	(718.051)	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	52	52	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	10.778.725	(10.778.725)	11.813.644	(11.813.644)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	56.660	(56.660)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	721.824	(721.824)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	10.103	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	651.247	(31.136)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	7.210	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	77.234	(77.234)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CL \$	6	6	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	3.090	3.090	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	5	5	0	0
96.893.200-9	Transmel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	8.171	8.171	14.420	14.420
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	45.389	(45.389)	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	6.260	(6.260)	2.437	(2.437)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	185	185	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	60	60	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	1.986	1.986	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	1.928.081	(1.928.081)	511.291	(511.291)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	307.470	307.470	38.427	38.427
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	3.284	(3.284)	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Abonos)	CL \$	8.404.827	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	154.253	154.253	0	0
91.143.000-2	Cia. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	0	0	7.876.143	0
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	0	0	20.919	(20.919)
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	460.985	460.985	360.629	360.629
76.348.900-0	Energía del Limari S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	47.083	(47.083)	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	330.041	(330.041)	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	770	(770)	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	32.327	(32.327)	134.282	(134.282)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de equipos	CL \$	2.675	0	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CL \$	0	0	3.335	3.335
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	2.236	(2.236)	13.173	(13.173)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	776.069	(776.069)	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	0	0	41.339	(41.339)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	38.000	38.000	36.756	36.756
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	22.203	0	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	4.933.342	4.933.342	1.391.772	1.391.772
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	0	0	2.363	2.363
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	2.352	2.352	0	0
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	961	0	0	0
TOTALES						1.887.601.859	(39.238.084)	1.949.297.004	(26.848.734)

9.2.- 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.

En junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 2012 se eligió el Directorio actual de la Sociedad.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 102 de fecha 20 de abril de 2012, el Directorio de CGE Distribución S.A. definió su estructura, de acuerdo a lo siguiente:

Francisco Marín Jordán	Presidente del Directorio
Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente del Directorio
Cristián Bulnes Álamos	Director
Cristián Neuweiler Heinsen	Director
Rafael Marín Jordán	Director
Eduardo Morandé Montt	Director
Gonzalo Palacios Vásquez	Director

El equipo gerencial de CGE Distribución S.A. lo componen un Gerente General, 4 Gerentes de Área, 3 Gerentes Regionales y 10 Subgerentes de Área.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 16 de abril de 2012, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2012:

- Dietas por asistencia a sesiones.
Pagar a cada Director 45 Unidades de Fomento por asistencia a las sesiones del directorio. La dieta del Presidente del Directorio será el equivalente a dos veces la dieta que le corresponda a un Director.

El detalle de los montos pagados por los ejercicios terminados al 31 diciembre de 2012 y 2011 a los Señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011	
		Dieta directorio M\$	Dieta directorio M\$	Participación utilidades M\$
Francisco Marín Jordán	Presidente	22.391	13.793	22.685
Francisco J. Marín Estévez	Ex - Presidente	8.073	27.587	45.369
Carlos Hornauer Herrmann	Vice-Presidente	12.197	13.793	22.685
Gonzalo Rodríguez Vives	Ex - Director	3.024	13.793	0
Juan Hornauer López	Ex - Director	0	0	6.774
Pablo Guarda Barros	Ex - Director	4.037	12.825	0
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	12.201	13.793	15.910
Pablo J. Pérez Cruz	Ex - Director	4.037	13.793	22.685
Cristián Bulnes Álamos	Director	9.177	0	0
Eduardo Morandé Montt	Director	9.177	0	0
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	9.177	0	0
Rafael Marín Jordán	Director	8.159	0	0
Totales		101.650	109.377	136.108

9.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 3.383.762 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, (M\$ 3.764.441 en el ejercicio 2011).

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

10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Mercaderías para la venta.	140.015	140.015
Suministros para mantención.	178.626	154.403
Trabajos en curso.	87.212	0
Provisión de deterioro.	(140.015)	(140.015)
Total	265.838	154.403

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el ejercicio.	2.524.746	5.001.810

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro es el siguiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	4.698.495	1.957.384
Créditos al impuesto.	789.903	139.556
Subtotal activos por impuestos	5.488.398	2.096.940
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(2.424.246)	0
Subtotal pasivos por impuestos	(2.424.246)	0
Total activos (pasivos) por impuestos	3.064.152	2.096.940

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Gastos pagados por anticipado.	111.578	37.856
Garantías de arriendo.	7.601	0
Boletas en garantía.	176.723	211.011
Otros activos	26.897	0
Total	322.799	248.867

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

13.1.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2012 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia cambio tasa M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$
Emel Sur S.A.	Chile	CL\$	98,15775%	98,15775%	0	131.807.111	730.076	0	(1.572.130)	(2.254.266)	69.040	128.779.831
Total					0	131.807.111	730.076	0	(1.572.130)	(2.254.266)	69.040	128.779.831

13.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Inversiones en sociedades subsidiarias al 31 de diciembre de 2012	Porcentaje participación	Activos			Pasivos y patrimonio				Resultados				
		Activos corrientes M\$	Activos no corrientes M\$	Total activos M\$	Pasivos corrientes M\$	Pasivos no corrientes M\$	Total pasivos M\$	Patrimonio M\$	Ingresos ordinarios M\$	Costo de ventas M\$	Otros M\$	Ganancia (pérdida) neta M\$	Ganancia (pérdida) controlador M\$
Emel Sur S.A.	98,15775%	38.151.470	200.809.478	238.960.948	47.134.230	60.629.910	107.764.140	131.196.808	82.116.472	(66.795.122)	(14.577.572)	743.778	730.076
Total		38.151.470	200.809.478	238.960.948	47.134.230	60.629.910	107.764.140	131.196.808	82.116.472	(66.795.122)	(14.577.572)	743.778	730.076

14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

14.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por derechos de explotación exclusiva de clientes regulados, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Activos Intangibles	31/12/2012		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	4.126.884	(4.057.230)	69.654
Otros activos intangibles identificables.	79.789.777	(24.281)	79.765.496
Total	83.916.661	(4.081.511)	79.835.150

Activos Intangibles	31/12/2011		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	226.086	(143.389)	82.697
Otros activos intangibles identificables.	47.083	(2.870)	44.213
Total	273.169	(146.259)	126.910

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es de vida finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles de vida finita.	4.081.511	146.259
Total	4.081.511	146.259

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	10	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31/12/2012		
	Programas informáticos, neto M\$	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	82.697	44.213	126.910
Adiciones.	2.570	22.337	24.907
Adquisiciones mediante reorganización bajo control común.	12.821	79.700.673	79.713.494
Amortización.	(28.434)	(3.727)	(32.161)
Otros incrementos (disminuciones).	0	2.000	2.000
Cambios, total	(13.043)	79.721.283	79.708.240
Saldo al 31 de diciembre de 2012	69.654	79.765.496	79.835.150

Movimientos en activos intangibles	31/12/2011		
	Programas informáticos, neto M\$	Otros activos intangibles identificables, neto M\$	Activos intangibles identificables, neto M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 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)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	82.697	44.213	126.910

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31/12/2012	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	3.242.949	Indefinida
Servidumbres.	82.790	Definida
Concesión empresas Emel (valor justo)	76.439.757	Indefinida
Total	79.765.496	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2012 y 2011 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Costo de ventas.	16.576	32.365
Gastos de administración.	15.585	15.095
Total	32.161	47.460

14.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan al costo. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

14.2.2.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

Los derechos de explotación exclusiva de clientes regulados adquiridos a través de reorganización bajo control común, han sido determinados en base a los flujos netos estimados a la fecha de adquisición que se recibirán por el uso de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

La vida útil de todos los activos intangibles de vida útil indefinida, previamente enunciados es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, para determinar si la consideración de vida útil indefinida sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2011			Movimientos 2012	
					Saldo al 01/01/2011	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31/12/2011	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31/12/2012
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
80.215.300-7	Sociedad Electricidad del Sur S.A.	30/07/1993	CGE Distribución S.A.	Reorganización	1.028.052	0	1.028.052	0	1.028.052
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A.	30/04/2003	CGE Distribución S.A.	Sin relación	103.712.002	0	103.712.002	0	103.712.002
Totales					104.740.054	0	104.740.054	0	104.740.054

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

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.10. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por la Sociedad para la evaluación del deterioro son:

- Margen operacional, crecimiento de ventas físicas y crecimiento del número de clientes.
- Margen de servicios complementarios que implica el aumento de clientes, ventas de energía con crecimientos asociados al PIB, IPC.
- Gastos de personal, con dotaciones constantes en los períodos de análisis apoyados por las sinergias del negocio, considerando ajustes salariales en línea con el IPC.
- Costo O&M y Administración, los cuales se incrementan según número de clientes, IPC, ventas físicas y variación de propiedades, plata y equipo.

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos, aplicadas en la última evaluación al 31 de diciembre de 2012 fluctúan entre 9,% y 10,5% para el negocio eléctrico.

Como resultado de estas pruebas la Sociedad determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida.

15.2.- Reorganización bajo control común.

A contar del 26 de marzo de 2012, la Sociedad posee 98,15775% de la propiedad accionaria de Emel Sur S.A., por lo tanto, los presentes estados financieros consideran el efecto de activos y pasivos asociados a consolidación al 31 de diciembre de 2012 de esta Sociedad. Los efectos en resultados están reflejados a contar del 01 de abril de 2012.

Por tratarse de una reorganización bajo control común al interior del Grupo CGE, esta no generó plusvalías asociadas ni efectos en resultado.

En la nota 3.4. la Sociedad detalla el método para contabilizar la adquisición de subsidiarias como también se explica el criterio de consolidación.

Emel Sur S.A.	M\$
Valor de adquisición marzo 2012	131.807.111
Total pago transferido	131.807.111
Saldos de activos adquiridos y de pasivos asumidos identificables reconocidos	31/03/2012
Activos	
Efectivo y equivalentes de efectivo	2.681.480
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	22.142.662
Inventarios	83.941
Intangibles	79.718.729
- Servidumbres	79.718.729
Propiedades, planta y equipo	120.292.920
- Planta y equipos	118.827.332
- Instalaciones fijas y accesorios	1.171.598
- Vehículos de motor	293.990
Otros activos	5.422.427
Total activos	230.342.159
Pasivos	
Pasivos Financieros	33.777.551
Cuentas por pagar comerciales	14.841.860
Pasivos impuestos diferidos	21.973.078
Acreedores Varios	27.942.559
Total pasivos	98.535.048
Patrimonio a valor justo	131.807.111
Porcentaje de participación	98,15775%
VP	129.378.894
Plusvalía comprada	0

16.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo Inicial	466.984	0
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	0	445.524
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	50.619	0
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	0	21.460
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	50.619	466.984
Total	517.603	466.984

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

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

Valorización ajustada incluida en los estados financieros, modelo del valor razonable	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	517.603	466.984
Total	517.603	466.984

16.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012 y 2011, no registra movimientos por este concepto.

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

El siguiente cuadro muestra las vidas útiles técnicas para los bienes de la Sociedad.

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
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10

17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Construcciones en curso.	38.623.349	25.418.193
Terrenos.	1.417.427	1.220.647
Edificios.	1.167.715	913.667
Planta y equipos.	413.431.660	304.908.183
Subestaciones de distribución.	60.911.977	44.762.720
Líneas y redes de media y baja tensión.	342.518.117	251.221.441
Medidores.	10.001.566	8.924.022
Equipamiento de tecnología de la información	53.247	0
Instalaciones fijas y accesorios	3.250.189	3.243.662
Equipos de comunicaciones.	394.061	146.339
Herramientas.	996.637	759.668
Muebles y útiles.	344.027	450.865
Instalaciones y accesorios diversos.	1.515.464	1.886.790
Vehículos de motor.	417.792	233.259
Otras propiedades, plantas y equipos.	661.710	0
Total	459.023.089	335.937.611

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Construcciones en curso.	38.623.349	25.418.193
Terrenos.	1.417.427	1.220.647
Edificios.	1.529.704	1.335.843
Planta y equipos.	574.895.943	421.662.530
Subestaciones de distribución.	86.519.170	61.398.893
Líneas y redes de media y baja tensión.	470.475.881	346.110.827
Medidores.	17.900.892	14.152.810
Equipamiento de tecnología de la información	534.918	0
Instalaciones fijas y accesorios	13.462.846	10.161.029
Equipos de comunicaciones.	1.547.826	543.442
Herramientas.	4.105.560	2.007.191
Muebles y útiles.	1.935.566	2.342.019
Instalaciones y accesorios diversos.	5.873.894	5.268.377
Vehículos de motor.	3.391.673	2.112.409
Otras propiedades, plantas y equipos.	661.710	0
Total	634.517.570	461.910.651

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Edificios.	361.989	422.176
Planta y equipos.	161.464.283	116.754.347
Subestaciones de distribución.	25.607.193	16.636.173
Líneas y redes de media y baja tensión.	127.957.764	94.889.386
Medidores.	7.899.326	5.228.788
Equipamiento de tecnología de la información	481.671	0
Instalaciones fijas y accesorios	10.212.657	6.917.367
Equipos de comunicaciones.	1.153.765	397.103
Herramientas.	3.108.923	1.247.523
Muebles y útiles.	1.591.539	1.891.154
Instalaciones y accesorios diversos.	4.358.430	3.381.587
Vehículos de motor.	2.973.881	1.879.150
Otras propiedades, plantas y equipos.	0	0
Total	175.494.481	125.973.040

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2012.

Movimiento año 2012		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012		25.418.193	1.220.647	913.667	304.908.183	0	3.243.662	233.259	0	335.937.611
Cambios	Adiciones.	22.370.491	0	0	693.483	0	91.923	38.822	94.704	23.289.423
	Adquisiciones mediante reorganización bajo control común.	13.145.279	0	0	103.039.199	76.258	1.187.167	311.268	1.542.115	119.301.286
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	(2.889)	(10.500)	0	(13.389)
	Retiros.		0	0	(3.026.974)	0	(158.072)	0	(873)	(3.185.919)
	Gasto por depreciación.			(21.871)	(15.289.225)	(23.011)	(1.285.793)	(156.439)	0	(16.776.339)
	Incrementos (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		196.780	275.635	0	0	0	0	0	472.415
	Sub total reconocido en patrimonio neto		196.780	275.635	0	0	0	0	0	472.415
Otros incrementos (decrementos).	(22.310.614)	0	284	23.106.994	0	174.191	1.382	(974.236)	(1.999)	
Total cambios	13.205.156	196.780	254.048	108.523.477	53.247	6.527	184.533	661.710	123.085.478	
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		38.623.349	1.417.427	1.167.715	413.431.660	53.247	3.250.189	417.792	661.710	459.023.089

Movimiento al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011		26.870.493	1.488.831	1.116.491	295.417.793	0	4.086.798	467.962	0	329.448.368
Cambios	Adiciones.	22.977.291	0	0	259.931	0	209.151	0	0	23.446.373
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(268.184)	(177.340)						(445.524)
	Retiros.		0	0	(2.997.422)	0	(54.758)	(11.086)	0	(3.063.266)
	Gasto por depreciación.			(25.484)	(12.185.903)	0	(1.007.942)	(223.617)	0	(13.442.946)
	Otros incrementos (decrementos).	(24.429.591)	0	0	24.413.784	0	10.413	0	0	(5.394)
Total cambios	(1.452.300)	(268.184)	(202.824)	9.490.390	0	(843.136)	(234.703)	0	0	6.489.243
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		25.418.193	1.220.647	913.667	304.908.183	0	3.243.662	233.259	0	335.937.611

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

Los terrenos, construcciones y edificios, se revaluaron al 31 de diciembre de 2012. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2012 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 472.415, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012 asciende al valor de M\$ 119.891.874.- (ver Nota 17.7).

En el siguiente cuadro se detallan informaciones adicionales sobre propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	3.026.974	2.997.422
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	26.442.574	28.432.914

17.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

Los terrenos, construcciones y edificios, así como los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico, se reconocen inicialmente a su costo de adquisición, y posteriormente son revalorizados mediante el método de retasación periódica a valor razonable. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

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

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

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

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

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

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Terrenos.	411.655	411.655
Edificios.	487.564	498.536
Planta y equipos.	296.177.577	228.272.693
Total	297.076.796	229.182.884

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo inicial	77.859.613	83.842.605
Ajustes de revaluación.	472.415	0
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(980.566)	(1.114.785)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio	48.402.531	0
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(6.813.987)	(4.868.207)
Movimiento del ejercicio	41.080.393	(5.982.992)
Total	118.940.006	77.859.613

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Construcción en curso.	38.623.349	25.418.193
Equipamiento de tecnologías de la información.	53.247	0
Instalaciones fijas y accesorios.	3.250.189	3.243.662
Vehículos de motor.	417.792	233.259
Otras propiedades, planta y equipos.	661.710	0
Total	43.006.287	28.895.114

17.7.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.

No existen deterioros para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

18.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

18.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	380.598	0
Relativos a intangibles.	15.334.622	14.132.893
Relativos a acumulaciones (o devengos).	925.711	938.524
Relativos a provisiones.	3.076.442	830.747
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	2.085.504	1.549.924
Relativos a pérdidas fiscales.	6.292.454	6.543.267
Relativos a cuentas por cobrar.	5.705.814	3.450.728
Relativos a los inventarios.	28.002	25.901
Relativos a otros.	637.788	185.905
Total	34.466.935	27.657.889

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.

18.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	25.540.665	17.249.727
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	23.882.485	13.402.208
Relativos a intangibles.	15.841.634	0
Relativos a acumulaciones (o devengos).	12.191	0
Relativos a provisiones.	800.757	0
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	22.892	239.788
Relativos a otros.	251.696	208.776
Total	66.352.320	31.100.499

18.3.- 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 2012 y 2011:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo inicial	27.657.889	23.071.397
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	3.069.021	4.586.492
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del ejercicio	1.200.368	0
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	2.539.657	0
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	6.809.046	4.586.492
Total	34.466.935	27.657.889

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Saldo inicial	31.100.499	30.137.149
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	2.038.142	963.350
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del ejercicio	25.827.955	0
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	7.385.724	0
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	35.251.821	963.350
Total	66.352.320	31.100.499

18.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	31/12/2012			31/12/2011		
	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$	Activos (pasivos) M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
Activos por impuestos diferidos.	34.466.935	(34.466.935)	0	27.657.889	(27.657.889)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(66.352.320)	34.466.935	(31.885.385)	(31.100.499)	27.657.889	(3.442.610)
Total	(31.885.385)	0	(31.885.385)	(3.442.610)	0	(3.442.610)

Con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada la Ley N°. 20.630, la cual incrementó la tasa de impuesto de primera categoría a 20% en forma permanente a partir del ejercicio comercial 2012. Los efectos se presentan en Nota 28.5.

19.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

19.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31/12/2012		31/12/2011	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	586.756	39.944.536	457.840	34.935.149
Préstamos bancarios.		US \$	0	0	26.070.453	0
Préstamos bancarios.		UF	17.152.000	139.846.028	14.346.803	99.279.552
Total préstamos bancarios			17.738.756	179.790.564	40.875.096	134.214.701
Obligaciones con el público (bonos)		UF	5.608.180	57.407.576	9.998.590	60.604.465
Obligaciones con el público (pagarés)		CL \$	0	0	9.616.931	0
Pasivos de cobertura	7.1		0	0	2.234.896	0
Total			23.346.936	237.198.140	62.725.513	194.819.166

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

19.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes				
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31/12/2012	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31/12/2012
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	UF	Semestral	1,55%	1,55%	Sin Garantía	0	0	311.228	0	311.228	0	24.346.310	0	0	24.346.310
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	4,11%	4,11%	Sin Garantía	0	458.347	0	0	458.347	0	1.037.572	5.187.862	14.526.013	20.751.447
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	4,11%	4,11%	Sin Garantía	0	0	0	179.807	179.807	0	1.134.742	5.673.707	15.886.380	22.694.829
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	CL\$	Semestral	7,36%	7,36%	Sin Garantía	0	0	104.267	0	104.267	0	0	14.983.532	0	14.983.532
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	UF	Annual	3,91%	3,91%	Sin Garantía	0	0	0	154.359	154.359	20.308.819	0	0	0	20.308.819
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Santander	UF	Semestral	4,36%	4,36%	Sin Garantía	0	0	0	133.618	133.618	15.227.167	0	0	0	15.227.167
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	7,16%	7,16%	Sin Garantía	0	0	374.549	0	374.549	0	19.987.320	0	0	19.987.320
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Bice	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin Garantía	0	0	0	118.099	118.099	0	0	6.387.642	16.425.364	22.813.006
Chile	Emelectric S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	3,76%	3,76%	Sin Garantía	0	0	130.253	0	130.253	0	13.704.450	0	0	13.704.450
Chile	Emelectric S.A.	Banco Scotiabank	UF	Al vencimiento	4,42%	3,99%	Sin Garantía	0	0	158.481	15.507.808	15.666.289	0	0	0	0	0
Chile	Emelectric S.A.	Banco Penta	CL\$	Al vencimiento	7,52%	7,13%	Sin Garantía	0	0	107.940	0	107.940	0	0	4.973.684	0	4.973.684
Totales								0	458.347	1.186.718	16.093.691	17.738.756	35.535.986	60.210.394	37.206.427	46.837.757	179.790.564

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos				Total no corrientes	
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31/12/2011	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	31/12/2011
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Islas Cayman	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	US\$	Semestral	1,31%	1,31%	Sin Garantía	0	0	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	0	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	0	0	380.686	0	380.686	0	0	3.035.535	17.201.365	20.236.900	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Invers	UF	Annual	4,12%	4,12%	Sin Garantía	0	0	0	6.715.764	6.715.764	0	0	0	0	0	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Crédito e Invers	UF	Annual	4,12%	4,12%	Sin Garantía	0	0	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	0	0	100.018	0	100.018	14.998.225	0	0	0	14.998.225	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	UF	Annual	3,91%	3,91%	Sin Garantía	0	0	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	0	0	127.200	127.200	0	14.862.687	0	0	14.862.687	
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Estado	CL\$	Semestral	6,64%	6,64%	Sin Garantía	0	0	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	0	0	111.718	111.718	0	0	2.226.155	20.035.393	22.261.548	
Totales								0	0	948.979	39.926.117	40.875.096	54.730.890	14.862.687	8.580.091	56.041.033	0	134.214.701

19.3.- Obligaciones con el público (bonos).

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Total corrientes	No Corrientes					Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización		Vencimientos					
										31/12/2012	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	31/12/2012
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
389	BCGED-A	2.785.714	UF	4,50%	4,96%	01/10/2025	Chile	Semestral	Semestral	5.608.180	4.783.965	4.783.965	9.567.929	23.919.823	14.351.894	57.407.576
Totales										5.608.180	4.783.965	4.783.965	9.567.929	23.919.823	14.351.894	57.407.576

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

N° de Inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa nominal anual	Tasa efectiva anual	Plazo Final	Colocación en Chile o en el extranjero	Periodicidad		Total corrientes	No Corrientes					Total no corrientes
								Pago de intereses	Pago de amortización		Vencimientos					
										31/12/2011	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	31/12/2011
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
389	BCGED-A	200.000	UF	3,25%	3,97%	01/12/2012	Chile	Semestral	Semestral	4.471.015	0	0	0	0	0	0
389	BCGED-A	3.000.000	UF	4,50%	4,96%	01/10/2025	Chile	Semestral	Semestral	5.527.575	4.661.882	4.661.882	9.323.764	23.309.409	18.647.528	60.604.465
Totales										9.998.590	4.661.882	4.661.882	9.323.764	23.309.409	18.647.528	60.604.465

19.4.- Obligaciones con el público (pagarés).

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012 no presenta saldos por este concepto.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

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

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores de energía. (*)	67.002.176	37.733.088	0	0
Retenciones.	6.778.271	5.448.004	0	0
Dividendos por pagar.	101.102	131.046	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	4.025.922	2.774.357	0	0
Proveedores no energéticos.	12.432.717	7.150.719	0	0
Acreedores varios.	551.671	0	79.318	0
Otros.	288.128	202.162	0	0
Total	91.179.987	53.439.376	79.318	0

(*) Durante el año 2012 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. Debido a lo anterior, aún se encuentra pendiente de publicación el decreto que fijará las tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados. Adicional a lo anterior, CNE en su Informe Técnico correspondiente a la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Interconectado Central de noviembre de 2011, establece que la "Determinación de excedente o déficit de recaudaciones" por diferencias en los físicos de compra, depende sustantivamente de las condiciones de aplicación que establezca el decreto tarifario de subtransmisión que reemplace al actual (Decreto Supremo N°320). Debido a esto, dicha Comisión ha estimado conveniente postergar la aplicación del cargo por excedente o déficit señalado, hasta la fecha en que el decreto que fije las nuevas tarifas de subtransmisión sea publicado. Lo anterior ha significado que se deba estimar una provisión por dicho desajuste. Ambas provisiones se clasifican en este rubro.

(**) Ver Nota 20.1.

20.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes	
	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Vacaciones del personal.	1.948.309	2.200.682
Bonificaciones de feriado	171.877	170.515
Participación sobre resultados.	1.905.736	308.162
Provisión de aguinaldos.	0	94.998
Total	4.025.922	2.774.357

21.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

21.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	435.023	984.032
Provisión de contratos onerosos.	742.297	241.088
Participación en utilidades y bonos.	465.760	547.464
Total	1.643.080	1.772.584

21.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la 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, (detalle de juicios en Nota 32).

21.1.2.- Provisiones de contratos onerosos.

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

21.1.3.- Participación en utilidades y bonos.

La provisión para la participación de los empleados en las utilidades y de los bonos de desempeño se paga al mes siguiente de la aprobación de los estados financieros.

21.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2012.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	M\$	31/12/2012 M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	984.032	241.088	547.464	1.772.584
Provisiones adicionales.	628.174	553.461	319.921	1.501.556
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	97.395	0	0	97.395
Provisión utilizada.	(214.555)	(52.252)	(401.625)	(668.432)
Reversión de provisión no utilizada.	(1.376.743)	0	0	(1.376.743)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del ejercicio	316.720	0	0	316.720
Total cambio en provisiones	(549.009)	501.209	(81.704)	(129.504)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	435.023	742.297	465.760	1.643.080

Saldos al 31 diciembre de 2011.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	M\$	31/12/2011 M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	1.456.893	248.918	423.949	2.129.760
Provisiones adicionales.	354.741	71.244	632.142	1.058.127
Provisión utilizada.	(410.455)	(79.074)	(508.627)	(998.156)
Reversión de provisión no utilizada.	(417.147)	0	0	(417.147)
Total cambio en provisiones	(472.861)	(7.830)	123.515	(357.176)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	984.032	241.088	547.464	1.772.584

22.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

22.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.918.061	704.129
Provisión beneficios post-jubilatorios.	10.427.518	8.974.717
Total	12.345.579	9.678.846

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	704.129	891.433	885.127	8.974.717	9.047.094
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	1.587.620	73.431	0	(272.678)	0
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	24.095	48.534	43.371	269.242	0
Ganancias (pérdidas) actuariales obligación planes de beneficios definidos.	557.672	165.599	(928.498)	2.323.158	(72.377)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.163.473)	(474.868)	0	(866.921)	0
Total cambios en provisiones	1.005.914	(187.304)	(885.127)	1.452.801	(72.377)
Total	1.710.043	704.129	0	10.427.518	8.974.717

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.710.043	704.129	10.427.518	8.974.717
Otros importes reconocidos en el balance.	208.018	0	0	0
Total	1.918.061	704.129	10.427.518	8.974.717

22.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	Beneficios post-jubilatorios	
	01/01/2012	01/01/2011	01/01/2011	01/01/2012	01/01/2011
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	1.587.620	73.431	0	(272.678)	0
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	24.095	48.534	43.371	269.242	0
Ganancias-(Pérdidas) actuarial neta de beneficios definidos.	557.672	0	(928.498)	2.323.158	(72.377)
Total	2.169.387	121.965	(885.127)	2.319.722	(72.377)

22.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento utilizada.	3,0%
Aumento futuros de salarios.	1,9%
Tabla de mortalidad.	RV-2009
Tabla de invalidez.	30 % de la RV-2009
Tabla de rotación.	2,83%

22.6.- Sensibilización de tasa de descuento.

Al 31 de diciembre de 2012, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios definidos ante variaciones de un 1% en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	1.439.982	(1.180.963)

23.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos diferidos. (*)	3.402.848	1.004.893	219.572	133.386
Aportes reembolsables.	520.065	439.481	11.801	79.458
Garantías recibidas en efectivo.	1.027.854	415.582	0	0
Total	4.950.767	1.859.956	231.373	212.844

(*) Ver Nota 23.1.

23.1.- Ingresos diferidos. (*)

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	3.399.469	1.004.893	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	3.379	0	0	0
Subsidios.	0	0	219.572	0
Otros ingresos diferidos.	0	0	0	133.386
Total	3.402.848	1.004.893	219.572	133.386

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Movimiento del ejercicio ingresos diferidos	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	1.138.279	641.787
Adiciones.	4.511.038	3.659.278
Imputación a resultados.	(2.292.115)	(3.162.786)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio	265.218	0
Total	3.622.420	1.138.279

23.2.- Contratos de construcción.

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

23.2.1.- Margen del ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	5.344.130	7.084.069
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el ejercicio.	(4.022.260)	(4.788.246)
Total	1.321.870	2.295.823

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

Detalle	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	3.617.141	1.004.893
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	3.399.469	1.004.893

23.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	219.572	0	PER - FNDR - DL 889

24.- PATRIMONIO NETO.

24.1.- 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 enero de 2012 se realizó la 9 ° Junta Extraordinaria de Accionistas, en la cual se acordó aumentar el capital de la Sociedad por un monto de M\$122.357.141, mediante la emisión

de 52.864.584 acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, para ser ofrecidas exclusivamente a los accionistas, a prorrata de las acciones que poseían inscritas a su nombre el quinto día hábil anterior a la fecha de la publicación de la respectiva opción, al valor de \$2.314,53899 por acción.

El precio de suscripción de las acciones fue pagado por los accionistas de contado, en dinero efectivo, cheque nominativo o vale vista bancario. Sin perjuicio de lo anterior, de conformidad a lo aprobado en la 9ª Junta Extraordinaria de Accionistas, Compañía General de Electricidad S.A. con fecha 26 de marzo de 2012 suscribió y pago este aumento de capital aportando la totalidad de su participación accionaria en la Sociedad Emel Sur S.A., ascendente a 14.292.092 acciones, equivalentes al 98,15775% del capital social de dicha Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2012 el Capital Social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 312.364.032, (M\$ 190.294.959 a diciembre de 2011).

24.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2012 el capital de la Sociedad está representado por 177.174.714 acciones (124.434.590 a diciembre de 2011), sin valor nominal.

24.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2012, 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. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas pronunciarse sobre el dividendo definitivo del año 2012.

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, cuya concurrencia será determinada por el Directorio.

24.4.- Dividendos.

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 dividendo eventual N°30 de \$18,67 por acción, el cual se pagó con fecha 24 de junio de 2011.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 106 de fecha 24 de agosto de 2012, propone distribuir como primer dividendo provisorio N° 31, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, un monto ascendente a \$ 18,00 por acción, el cual se pagó con fecha 27 de septiembre de 2012.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 109 de fecha 19 de noviembre de 2012, se propone distribuir como segundo dividendo provisorio N° 32, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, un monto ascendente a \$ 7, el cual se pagó con fecha 20 de diciembre de 2012.

24.5.- Reservas.

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

24.5.1.- 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 2012 se efectuó el último 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\$ 377.933, además se reconoció el incremento el impuesto de primera categoría al 20%, de acuerdo a la Ley N° 20.630 publicada el 27 de septiembre de 2012. El saldo acumulado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2012 asciende a M\$ 56.999.511, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 4.239.617.

24.5.2.- 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.

24.5.3.- Otras reservas.

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.

24.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	
			%	%	M\$	M\$
76144163-9	Emel Sur S.A.	Chile	1,84225%	0,00000%	2.416.977	13.702
Total					2.416.977	13.702

24.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2012 no se han efectuado transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2012.

Movimientos de otros resultados integrales al 31/12/2012	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	9.765.625	0	0	13.702	0	0	9.779.327
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	151.203	(30.243)	120.960	0	0	0	151.203	(30.243)	120.960
Total movimientos del período o ejercicio	151.203	(30.243)	120.960	0	0	0	151.203	(30.243)	120.960
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	0	(3.371.502)	(3.371.502)	0	0	0	0	(3.371.502)	(3.371.502)
Reclasificación a resultados del período o ejercicio.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total movimientos del período o ejercicio	0	(3.371.502)	(3.371.502)	0	0	0	0	(3.371.502)	(3.371.502)
Total resultado integral			6.515.083			13.702			6.528.785

Movimientos al 31 de diciembre de 2011.

Movimientos de otros resultados integrales al 31/12/2011	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Total		
	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$	Importe bruto M\$	Efecto tributario M\$	Importe neto M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos	0	0	(17.698.277)	0	0	(17.698.277)
Reservas de cobertura de flujo de caja						
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	792.703	(148.834)	643.869	792.703	(148.834)	643.869
Total movimientos del período o ejercicio	792.703	(148.834)	643.869	792.703	(148.834)	643.869
Total resultado integral			(17.054.408)			(17.054.408)

25.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

25.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Ventas	624.849.767	589.850.792
Venta de energía.	623.906.292	588.059.552
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	943.475	1.791.240
Prestaciones de servicios	46.151.395	42.168.479
Recargos regulados, peajes y transmisión.	355.796	0
Arriendo de equipos de medida.	2.623.006	2.122.894
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.481.136	852.663
Apoyos en postación.	2.894.793	2.574.954
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	9.456.423	8.386.701
Otras prestaciones (*)	29.340.241	28.231.267
Total	671.001.162	632.019.271

(*)En otras prestaciones se agrupan servicios administrativos, asesorías prestadas y otros ingresos asociados a la morosidad de la facturación.

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

25.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	152.778	121.557
Otros ingresos de operación.	1.155.419	135.028
Total	1.308.197	256.585

26.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 que se adjunta, se descomponen como se indica en Notas 26.1, 26.2, 26.3 y 26.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Costo de venta.	576.021.194	578.121.586
Gasto de administración.	67.131.975	59.390.330
Otros gastos por función.	0	30.573
Total	643.153.169	637.542.489

26.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Compra de energía.	519.945.454	525.509.001
Gastos de personal.	30.517.470	25.038.931
Gastos de operación y mantenimiento.	17.843.138	14.905.300
Gastos de administración.	44.858.550	41.674.798
Costos de mercadotecnia.	432.207	629.976
Depreciación.	16.776.339	13.442.946
Amortización.	32.161	47.460
Otros gastos varios de operación.	12.747.850	16.294.077
Total	643.153.169	637.542.489

26.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	24.750.051	23.186.145
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.133.541	1.119.614
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	2.309.386	0
Beneficios por terminación.	2.324.492	137.309
Otros beneficios a largo plazo.	0	73.431
Otros gastos de personal.	0	522.432
Total	30.517.470	25.038.931

26.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	16.394.727	13.172.136
Gasto de administración.	381.612	270.810
Total depreciación	16.776.339	13.442.946
Amortización		
Costo de ventas.	16.576	32.365
Gasto de administración.	15.585	15.095
Total amortización	32.161	47.460
Total	16.808.500	13.490.406

26.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2012 31-12-2012	01-01-2011 31-12-2011
	M\$	M\$
Venta de chatarra.	397.275	336.702
Venta de propiedades, planta y equipo.	320.171	148.771
Juicios o arbitrajes.	676.265	0
Remuneraciones del directorio.	(109.861)	(109.377)
Otras ganancias (pérdidas). (*)	2.295.776	1.214.558
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	50.619	0
Total	3.630.245	1.590.654

(*) Se incluye provisión de variación para las tarifas de sub transmisión para el cuatrienio 2011-2014, y provisión por efecto de la fijación del precio nudo promedio, ver Nota 20.

27.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2012	01/01/2011
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	3.049.527	2.996.633
Otros ingresos financieros.	950.771	164.916
Total ingresos financieros	4.000.298	3.161.549
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(9.799.027)	(7.092.542)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(3.203.144)	(3.337.761)
Otros gastos.	(4.049.749)	(2.125.662)
Total costos financieros	(17.051.920)	(12.555.965)
Total diferencias de cambio	(602)	(34)
Total resultados por unidades de reajuste (*) Nota 27.1.-	(5.735.020)	(7.051.020)
Total	(18.787.244)	(16.445.470)

27.1.- Composición unidades de reajuste.

(*) Resultado por unidades de reajuste	01/01/2012	01/01/2011
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	2.375	0
Activos por impuestos.	64.416	225.765
Total unidades de reajuste por activos	66.791	225.765
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(5.701.338)	(7.276.785)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(100.473)	0
Total unidades de reajuste por pasivos	(5.801.811)	(7.276.785)
Total unidades de reajuste neto	(5.735.020)	(7.051.020)

28.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 4.219.864 y un abono de M\$ 2.423.172 al 31 de diciembre de 2011.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) por impuestos corrientes.	(844.341)	(1.228.945)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(54.351)	0
Otros gastos por impuesto corriente.	(737.433)	0
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(1.636.125)	(1.228.945)
Impuestos diferidos		
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	(1.513.682)	3.652.117
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	(1.025.667)	0
Otro gasto por impuesto diferido.	(44.390)	0
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(2.583.739)	3.652.117
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(4.219.864)	2.423.172

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(1.636.123)	(1.228.945)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(1.636.123)	(1.228.945)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(2.583.741)	3.652.117
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(2.583.741)	3.652.117
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(4.219.864)	2.423.172

28.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Gasto por impuesto a las ganancias utilizando la tasa legal	(2.799.838)	4.024.290
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	156.139	0
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente y otros.	802.842	974.550
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados.	(54.337)	(215.659)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	(1.069.883)	0
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en períodos anteriores.	(185)	0
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	(737.435)	(1.228.945)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	(517.167)	(1.131.064)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(1.420.026)	(1.601.118)
(Gasto) ingreso por impuesto utilizando la tasa efectiva	(4.219.864)	2.423.172

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

Importes antes de impuestos	01-01-2012 31-12-2012			01-01-2011 31-12-2011		
	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\$
Ganancias (pérdidas) por revaluación.	472.415	(3.843.917)	(3.371.502)	0	0	0
Cobertura de flujo de efectivo.	151.203	(30.243)	120.960	792.703	(148.834)	643.869
Total		(3.874.160)			(148.834)	

28.5.- Efecto cambio de tasa impuesto de primera categoría, Ley N° 20.630.

Conceptos	Controlador	No controlador	Efecto total
	M\$	M\$	M\$
Efecto en resultados del ejercicio	(1.069.883)	0	(1.069.883)
Efecto patrimonial (*)	(3.776.185)	0	(3.776.185)
Total variación patrimonial	(4.846.068)	0	(4.846.068)

(*) Corresponde principalmente a la actualización de la reserva por superávit de revaluación.

29.- GANANCIAS POR ACCION.

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01/01/2012 31/12/2012	01/01/2011 31/12/2011
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.765.625	(17.698.277)
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	55,12	(142,23)
Cantidad de acciones	177.174.714	124.434.590

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

30.- INFORMACION POR SEGMENTO.

30.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico, determinando así como segmento operativo reportable la distribución de energía.

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos está vinculada con el margen de cada actividad y su EBITDA.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables, a nivel de estado de situación por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es la siguiente:

30.2.- Cuadros patrimoniales.

30.2.1.- Activos por segmentos:

ACTIVOS	Eléctrico	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	16.833.504	4.508.161
Otros activos no financieros.	322.799	248.867
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	161.731.325	166.025.513
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	1.172.571	1.505.386
Inventarios.	265.838	154.403
Activos por impuestos.	3.064.152	2.096.940
Total activos corrientes	183.390.189	174.539.270
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	12.172.639	14.424.487
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	79.835.150	126.910
Plusvalía.	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	459.023.089	335.937.611
Propiedad de inversión.	517.603	466.984
Total activos no corrientes	656.288.535	455.696.046
TOTAL ACTIVOS	839.678.724	630.235.316

30.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos:

PASIVOS	Eléctrico	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	23.346.936	62.725.513
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	91.179.987	53.439.376
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	10.591.672	28.794.530
Otras provisiones.	1.643.080	1.772.584
Otros pasivos no financieros.	4.950.767	1.859.956
Total pasivos corrientes	131.712.442	148.591.959
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	237.198.140	194.819.166
Cuentas por pagar.	79.318	0
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	16.324.719	0
Pasivo por impuestos diferidos.	31.885.385	3.442.610
Provisiones por beneficios a los empleados.	12.345.579	9.678.846
Otros pasivos no financieros.	231.373	212.844
Total pasivos no corrientes	298.064.514	208.153.466
TOTAL PASIVOS	429.776.956	356.745.425
PATRIMONIO		
Capital emitido.	312.364.032	190.294.959
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	18.183.507	8.607.632
Primas de emisión.	1	1
Otras reservas.	76.937.251	74.587.299
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	407.484.791	273.489.891
Participaciones no controladoras.	2.416.977	0
Total patrimonio	409.901.768	273.489.891
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	839.678.724	630.235.316

30.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico	
	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	671.001.162
Costo de ventas	(576.021.194)	(578.121.586)
Ganancia bruta	94.979.968	53.897.685
Otros ingresos, por función.	1.308.197	256.585
Costos de distribución.	0	0
Gasto de administración.	(67.131.975)	(59.390.330)
Otros gastos, por función.	0	(30.573)
Otras ganancias (pérdidas).	3.630.245	1.590.654
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	32.786.435	(3.675.979)
Ingresos financieros.	4.000.298	3.161.549
Costos financieros.	(17.051.920)	(12.555.965)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	0	0
Diferencias de cambio.	(602)	(34)
Resultados por unidades de reajuste.	(5.735.020)	(7.051.020)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	13.999.191	(20.121.449)
Gasto por impuestos a las ganancias.	(4.219.864)	2.423.172
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	9.779.327	(17.698.277)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	0	0
Ganancia (pérdida)	9.779.327	(17.698.277)
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	9.765.625	(17.698.277)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	13.702	0
Ganancia (pérdida)	9.779.327	(17.698.277)
Depreciación	16.776.339	13.442.946
Amortización	32.161	47.460
EBITDA	45.964.690	8.223.773

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico	
	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2011 31/12/2011 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	117.338.703	54.214.703
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(23.765.510)	(28.432.914)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(81.247.850)	(25.535.383)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	12.325.343	246.406
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	12.325.343	246.406
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	4.508.161	4.261.755
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	16.833.504	4.508.161

31.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

31.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			Total pasivos 31/12/2011 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	
Pasivos corrientes	US \$		110.453	25.960.000	26.070.453	26.070.453
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	0	110.453	25.960.000	26.070.453	26.070.453

32.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

32.1.- Juicios y otras acciones legales.

32.1.01.- Nombre del Juicio: "Miranda con CGED."

Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Concepción, Rol N° 4385-2007.
Materia: Indemnización de perjuicios por término de contrato de construcción de instalaciones eléctricas.
Cuantía: M\$113.000.
Estado: CGED presentó recurso de apelación, pendiente de resolución.

32.1.02.- Nombre del Juicio: "Parra con CGED."

Fecha: 4 de agosto de 2008.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Concepción, Rol N° 5.325-2008.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro.
Cuantía: M\$36.550.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.03.- Nombre del Juicio: "Interamericana con CGED."

Fecha: 11 de agosto de 2009.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 22.863-09.
Materia: Indemnización de perjuicios por corte de suministro que afectó proceso de producción de la demandante.
Cuantía: MUS\$ 46.
Estado: El Tribunal condenó a CGED por la suma de MUS\$43, la que aún no ha sido notificada a la demandada.

32.1.04.- Nombre del Juicio: "Colil Almendra con CGED."

Fecha: 07 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de letras de Coronel, Rol N° 72.915-2010.
Materia: Se reclama pago de indemnización por servidumbre.
Cuantía: M\$57.200.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.05.- Nombre del Juicio: "Muñoz Valenzuela con CGED y Servicios Integrales Van Limitada."

Fecha: 18 de noviembre de 2010.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 2.155-2010.
Materia: Indemnización de perjuicios causado en accidente sufrido por trabajador de contratista de servicios de mantención.
Cuantía: M\$100.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.06.- Nombre del Juicio: “Quiroz y Otro con CGED.”

Fecha: 31 de marzo de 2011.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó, Rol Nº 209-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$21.302.
Estado: Para fallo de primera instancia.

32.1.07.- Nombre del Juicio: “Montero con CGED.”

Fecha: 19 de enero de 2011.
Tribunal: 2º Juzgado Civil de Temuco, Rol Nº 668-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.
Cuantía: M\$25.000.
Estado: Periodo de discusión.

32.1.08.- Nombre del Juicio: “Servicio Nacional del Consumidor con CGED.”

Fecha: 11 de mayo de 2011.
Tribunal: 9º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 7.096-2011.
Materia: Acción colectiva conforme a la Ley de Protección de los Derechos de los Consumidores por errores de facturación.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión finalizada. Se encuentra pendiente la notificación de la audiencia de conciliación.

32.1.09.- Nombre del Juicio: “Vega con CGED.”

Fecha: 14 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Temuco, Rol Nº 5.305-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por corte de suministro y cobros indebidos.
Cuantía: M\$50.195.
Estado: CGED presentó recurso de apelación, pendiente de resolución.

32.1.10.- Nombre del Juicio: “Riquelme y otro con CGED”

Fecha: 22 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó, Rol Nº 2.266-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$33.400.
Estado: Periodo de prueba.

32.1.11.- Nombre del Juicio: "Collinao con CGED."

Fecha: 10 de noviembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Pucón, Rol N° 8556-2010.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial indígena, por instalación de tendido eléctrico sin autorización de CONADI ni de propietario.
Cuantía: M\$70.000.
Estado: Periodo de prueba concluido.

32.1.12.- Nombre del Juicio: "González y Otro con CGED."

Fecha: 21 de marzo de 2012.
Tribunal: 2º Juzgado de Policía Local de Talca, Rol N° 1.659-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento Ley 19.496 sobre Protección de los Derechos de los Consumidores.
Cuantía: M\$50.000.
Estado: CGED presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de Talca, pendiente de resolución.

32.1.13.- Nombre del Juicio: "Vargas con CGED."

Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 16.774-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de la propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$250.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.14.- Nombre del Juicio: "Sanchez con CGED."

Fecha: 12 de septiembre de 2012.
Tribunal: 15º Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 17.694-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$120.887.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.15.- Nombre del Juicio: "Elizabeth Carolina Villa Castillo con CGED."

Fecha: 28 de noviembre de 2012.
Tribunal: Juzgado Laboral de Concepción, Rol N° T-88-2012.
Materia: Tutela laboral, nulidad del despido, despido injustificado y cobro de prestaciones.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Audiencia preparatoria fijada.

32.1.16.- Nombre del Juicio: "Pesquera Santa Sara con CGED."

Fecha: 4 de octubre de 2012.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca, Rol Nº 2.736-2012.
Materia: Término de contrato de arrendamiento y pago de rentas insolutas.
Cuantía: M\$100.149.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.17.- Nombre del Juicio: "Ruiz con CGED."

Fecha: 7 de noviembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo de Curicó, Rol Nº O-235-2012.
Materia: Demanda laboral por despido injustificado y pago de prestaciones laborales.
Cuantía: M\$73.155.
Estado: Audiencia de juicio fijada.

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

Fecha: 10 de diciembre de 2009.
Tribunal: 4º Juzgado Civil de Talca.
Rol: 3.905-2009
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico con resultado de muerte.
Cuantía: M\$ 2.300.000.
Estado: Para fallo de primera instancia.

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

Fecha: 19 de agosto de 2010.
Tribunal: 1º Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 76.841-2010.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 650.000.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

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

Fecha: 28 de diciembre de 2010.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 53.353-2010
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 407.813.
Estado: Etapa de discusión finalizada.

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

Fecha: 6 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 2.353-2011
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580
Estado: Auto de prueba dictado sin notificar.

32.1.22.- Nombre del juicio: "Rodríguez Vicuña con Emelectric."

Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Melipilla.
Rol: 1583-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 1.538.374.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.23.- Nombre del juicio: "Aravena con Emelectric."

Fecha: 11 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Parral.
Rol: 433-2012
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 222.125.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.24.- Nombre del juicio: "Cisternas con Emelectric."

Fecha: 10 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 355-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 2.877.979.
Estado: Etapa de discusión

32.1.25.- Nombre del juicio: "Sucesión Gabriel Yáñez con Emelectric."

Fecha: 5 de septiembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 506-2012
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 3.014.350.
Estado: Etapa de discusión

32.1.26.- Nombre del Juicio: "Agrícola La Cortina con Emetal."

Fecha: 19 de agosto de 2010.
Tribunal: 2° Juzgado de Policía Local de Talca.
Rol: 3.904-2010
Materia: Indemnización de perjuicios por negativa a conceder suministro de energía eléctrica.
Cuantía: M\$ 32.500.
Estado: Con fecha 18 de septiembre de 2012, el tribunal acogió la demanda civil por la cantidad de M\$ 14.000. Adicionalmente, se multó a Emetal por la cantidad de UTM 50. Se encuentra pendiente la notificación de la referida sentencia, luego de lo cual, Emetal presentará el recurso de apelación correspondiente.

32.1.27.- Nombre del Juicio: "Agrícola y Forestal Pillanco Limitada con Emetal."

Fecha: 27 de marzo de 2012.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras en lo Civil Talca.
Rol: 832-2012
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 435.843.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.28.- Nombre del Juicio: "Agrícola San José Limitada con Emetal."

Fecha: 5 de abril de 2012.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 820-2012
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 1.485.602.
Estado: Período de discusión.

32.1.29.- Nombre del Juicio: "Díaz con Emetal."

Fecha: 20 de abril de 2012.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 956-2012
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 299.621.
Estado: Período de discusión.

32.1.30.- Nombre del Juicio: "Andrade, Jose Miguel con Emetal."

Fecha: 12 de marzo de 2012.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 503-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por electrocución de caballo.
Cuantía: M\$ 30.000.
Estado: Período de discusión.

32.2.- Sanciones administrativas.

32.2.1.- Con fecha 18 de octubre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta N° 2920-2011, aplicó a CGE Distribución S.A. una sanción ascendente a 200 UTA por facturación por montos superiores a los registros de clientes BT1, entre enero de 2010 y marzo de 2011. Con fecha 28 de octubre de 2012, se rechazó recurso de reposición mediante Resolución SEC N° 649, de 27 de abril de 2012. Se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de apelaciones de Santiago con fecha 10 de mayo de 2012. Con fecha 9 de agosto de 2012, la Corte rebajó la multa a 100 UTA. El fallo está ejecutoriado, pero la multa no se ha podido pagar por no estar disponible el formulario de tesorería para el pago. Causa Rol Corte de Apelaciones N° 3133-2012.

32.2.2.- Con fecha 26 de abril de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta N° 638-2012, aplicó a CGE Distribución S.A. una sanción ascendente a 400 UTA por incumplimiento de resolución exenta SEC 1370-11, que ordenó comunicar una modalidad de reembolso de supuesto AFR efectuado por urbanizador en Concepción. Se hace presente que con el objeto de dejar sin efecto la resolución exenta SEC N° 1.370-11, se presentó una demanda de nulidad de derecho público contra la Superintendencia de Electricidad y Combustible, en el 29° Juzgado Civil de Santiago, Rol N°13.520-12. Actualmente se encuentra en etapa de discusión. Reposición interpuesta el 08 de mayo de 2012, rechazada por la SEC mediante Resolución Exenta N° 961, de 5 de junio de 2012. Se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 20 de mayo de 2012. Con fecha 02 de agosto de 2012, después del informe de la SEC, la Corte suspendió el procedimiento, por orden del Tribunal Constitucional, que está conociendo de requerimiento de inaplicabilidad, por inconstitucionalidad interpuesto por CGED respecto del artículo 15 de la Ley 18.410, el que se encuentra en estado de relación. Causa corte de apelaciones N° 4322-2012.

32.2.3.- Con fecha 05 de julio de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) mediante Resolución Exenta N° 1172-2012, aplicó a CGE Distribución S.A. una sanción ascendente a 128 UTA por superación de índices máximos de indisponibilidad. Periodo 2009-2010. Reposición interpuesta el 17 de julio de 2012, pendiente de resolución.

32.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

CGE Distribución S.A.

32.3.1.- Con fecha 7 de octubre de 2011, CGE Distribución S.A. fue notificada del ordinario N°10.423 de fecha 3 de octubre de 2011, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordenó efectuar un abono inmediato de compensaciones relativas a la interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central. Posteriormente, con fecha 17 de octubre de 2011, se presentó un recurso de reposición ante la SEC que fue rechazado el 20 de octubre de 2011. El 4 de noviembre de 2011, se presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago por estimar que el ord. N°10.423/2011 es ilegal y contrario a derechos constitucionalmente reconocidos. En el marco de este recurso se presentó ante el

Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por causa de inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410. El Tribunal Constitucional declaró admisible el requerimiento y ordenó suspender la tramitación del recurso de protección que se sigue ante la Corte de Apelaciones referida en tanto no se resuelva la inaplicabilidad. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

- 32.3.2.- Con fecha 16 de enero de 2012, CGE Distribución S.A. fue notificada de los ordinarios N°744 y N°745, dictados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante los cuales se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fechas 27 de julio y 28 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, se presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible. En el marco de este recurso constitucional, el 16 de marzo de 2012, se presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410, el que fue declarado admisible, ordenándose la suspensión de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago en tanto no se resuelva el requerimiento de inaplicabilidad que se encuentra pendiente de resolución.
- 32.3.3.- El 31 de julio de 2012, CGE Distribución S.A. fue notificada del ordinario N° 7.378, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 3 de febrero de 2011. Contra esta resolución, se presentó un recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1502. El 28 de septiembre de 2012, se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado por resolución del 18 de diciembre de 2012. Contra esta sentencia, con fecha 28 de diciembre de 2012, se presentó un recurso de casación en la forma y apelación en subsidio ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 32.3.4.- El 19 de octubre de 2012, CGE Distribución S.A. fue notificada del ordinario N° 9896, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 24 de septiembre de 2011. Contra esta resolución, se presentó recurso de reposición el que no ha sido resuelto. El 16 de noviembre de 2012, se presentó recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible y se encuentra pendiente. Como complemento de esta acción, se presentó al Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410 en la gestión que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. El requerimiento fue admitido a trámite, ordenándose la suspensión del recurso de protección. El requerimiento ante el Tribunal Constitucional se encuentra pendiente.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.

- 32.3.5.- Con fecha 7 de octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Talca S.A. fue notificada del ordinario N°10.423 de fecha 3 de octubre de 2011, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordenó efectuar un abono inmediato de compensaciones relativas a la interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central. Posteriormente, con fecha 17 de octubre de 2011, se presentó un recurso de reposición ante la SEC que fue rechazado el 20 de octubre de 2011. El 4 de noviembre de 2011, se presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago por estimar que el ord. N°10.423/2011 es ilegal y contrario a derechos constitucionalmente reconocidos. En el marco de este recurso se presentó ante el Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por causa de inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410. El Tribunal Constitucional declaró admisible el requerimiento y ordenó suspender la tramitación del recurso de protección que se sigue ante la Corte de Apelaciones referida en tanto no se resuelva la inaplicabilidad. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.
- 32.3.6.- Con fecha 16 de enero de 2012, Emetal fue notificada de los ordinarios N° 744 y 745, dictados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante los cuales se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fechas 27 de julio de 2010 y 28 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, Emetal presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible. En el marco de este recurso constitucional, el 16 de marzo de 2012, se presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue declarado admisible, ordenándose la suspensión de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago en tanto no se resuelva el requerimiento de inaplicabilidad. Este requerimiento se encuentra pendiente de resolución.
- 32.3.7.- Con fecha 31 de julio de 2012, Emetal fue notificada del ordinario N° 7.378, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 3 de febrero de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1502, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre de 2012 se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado por resolución del 18 de diciembre de 2012. Contra esta sentencia se interpondrá recurso de casación en la forma y apelación en subsidio para ante la Excm. Corte Suprema.
- 32.3.8.- Con fecha 19 de octubre de 2012, Emetal fue notificada del ordinario N° 9896, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 24 de septiembre de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que no ha sido resuelto. El 16 de noviembre de 2012, se presentó recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible y se encuentra pendiente. Como complemento de esta acción se presentó al Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410 en la gestión que se sigue ante la Corte de

Apelaciones de Santiago. El requerimiento fue admitido a trámite, ordenándose la suspensión del recurso de protección. El requerimiento ante el Tribunal Constitucional se encuentra pendiente.

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

32.3.9.- Con fecha 7 de octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. fue notificada del ordinario N°10.423 de fecha 3 de octubre de 2011, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordenó efectuar un abono inmediato de compensaciones relativas a la interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central. Posteriormente, con fecha 17 de octubre de 2011, se presentó un recurso de reposición ante la SEC que fue rechazado el 20 de octubre de 2011. El 4 de noviembre de 2011, se presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago por estimar que el ord. N°10.423/2011 es ilegal y contrario a derechos constitucionalmente reconocidos. En el marco de este recurso se presentó ante el Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por causa de inconstitucionalidad del artículo 16ºB de la Ley N°18.410. El Tribunal Constitucional declaró admisible el requerimiento y ordenó suspender la tramitación del recurso de protección que se sigue ante la Corte de Apelaciones referida en tanto no se resuelva la inaplicabilidad. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

32.3.10.- Con fecha 20 de enero de 2012, Emelectric fue notificada de los ordinarios N° 744 y 745, dictados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante los cuales se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a las interrupciones de suministro de fechas 27 de julio de 2010 y 28 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, Emelectric presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible. En el marco de este recurso constitucional, el 16 de marzo de 2012, se presentó un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410, el que fue declarado admisible, ordenándose la suspensión de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago en tanto no se resuelva el requerimiento de inaplicabilidad. Este requerimiento se encuentra pendiente de resolución.

32.3.11.- Con fecha 31 de julio de 2012, Emelectric fue notificada del ordinario N° 7.378, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordenó efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 3 de febrero de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1502, la cual fue notificada el 13 de septiembre de 2012. El 28 de septiembre de 2012 se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el cual fue rechazado por resolución de 18 de diciembre de 2012. Contra esta sentencia se interpondrá recurso de casación en la forma y apelación en subsidio para ante la Corte Suprema.

32.3.12.- Con fecha 19 de octubre de 2012, Emelectric fue notificada del ordinario N° 9896, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordena efectuar abonos inmediatos de compensaciones relativos a la interrupción generalizada del suministro ocurrida el 24 de septiembre de 2011. Contra esta resolución se presentó recurso reposición el que no ha sido resuelto. El 16 de

noviembre de 2012, se presentó recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue declarado admisible y se encuentra pendiente. Como complemento de esta acción se presentó al Tribunal Constitucional un requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410 en la gestión que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. El requerimiento fue admitido a trámite, ordenándose la suspensión del recurso de protección. El requerimiento ante el Tribunal Constitucional se encuentra en pendiente.

La Sociedad estima que no existen efectos materiales adversos que pudieran producirse de los casos señalados, que no se encuentran provisionados en estos estados financieros.

32.4.- Sanciones.

32.4.1. De la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad, su subsidiaria, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen CGE Distribución S.A., no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

32.4.2. De otras autoridades administrativas.

La Sociedad, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012.

32.5.- Hipotecas, gravámenes, interdicciones u otra situación que afecte los títulos de dominio sobre los bienes muebles e inmuebles de EMETAL y otras garantías que afecten a la Sociedad.

Se hace presente que en relación con el juicio referido en el número 2 (rol N° 832-2012), el tercer Juzgado Civil de Talca concedió una medida prejudicial precautoria de retención de dinero por \$ 150.000.000 existentes en diversas cuentas corrientes de Emetal en los Bancos Estado y Santander. Sin embargo, dicha retención solo se hizo efectiva respecto de \$ 32.421.425. Con fecha 12 de abril de 2012, EMETAL presentó su oposición a la medida precautoria, la que fue rechazada por resolución de fecha 17 de abril de 2012. Con fecha 1 de octubre de 2012, quedó en acuerdo un recurso de hecho presentado contra resolución que rechaza la procedencia del recurso de apelación respecto de la resolución referida, el que fue finalmente rechazado por la Corte de Apelaciones de Talca.

32.6.- 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, y para ello se define:

Ebitda: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ganancia bruta + Otros ingresos por función – Costos de distribución – Gastos de administración – Otros gastos por función + depreciación del ejercicio + Amortización de intangibles. (Ver Nota 30.3 con cálculo de Ebitda por segmento).

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

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

Las principales restricciones son:

Indice	Medición	Factor	Resultado
Razón de endeudamiento	Total pasivo / total patrimonio neto	< o = 1,5 veces	1,05 Veces
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,25 veces	0,59 Veces
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	3,22 Veces
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> o = UF 6.700.000	UF 17.840.254
Activos esenciales	Activos en sector electricidad, incluido efectivo y equivalentes al efectivo, sobre Total de Activos	> o = 70% de Activos Totales	90,03% de los Activos Totales
Activos esenciales sobre deuda (Bonos)	Activos esenciales /Capital Insoluto Bonos series A y B	Activos Esenciales > o = 2 veces saldo insoluto bonos	11,88 Veces

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012 de CGE Distribución S.A. se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

33.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Existen garantías directas entregadas por montos menores para el cumplimiento en la construcción de obras solicitadas por terceros que totalizan al 31 de diciembre de 2012 M\$ 176.323 y M\$ 211.011 al 31 de diciembre de 2011.

34.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es la siguiente:

Subsidiaria / área	31/12/2012				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	1	7	8	8
CHILLAN	0	8	19	27	28
CONCEPCION	0	36	77	113	117
CORONEL	0	7	12	19	20
CURICO	0	8	28	36	36
LINARES	0	5	15	20	21
LOS ANGELES	0	8	15	23	23
RANCAGUA	1	52	93	146	150
SAN BERNARDO	1	64	173	238	244
SAN FERNANDO	0	13	21	34	35
SANTIAGO	15	83	41	139	143
TALCA	0	60	122	182	190
TALCAHUANO	0	7	16	23	24
TEMUCO	1	33	58	92	93
TOME	0	4	6	10	12
VILLARRICA-PUCON	0	5	14	19	20
Total	18	394	717	1.129	1.164

Subsidiaria	31/12/2011				Promedio del ejercicio
	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
Total	22	450	772	1.244	1.128

35.- MEDIO AMBIENTE.

CGE Distribución S.A., Empresas Emel Sur S.A., a través de sus subsidiarias, Emelectric S.A. y Emetal S.A., participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

La Sociedad no ha sido afectada con desembolsos relacionados con el medio ambiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

36.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2012, fecha de cierre de los estados financieros y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio de la Sociedad o la interpretación de estos.





El papel de este informe proviene de bosques manejados en forma sustentable y fuentes controladas.



OFICINAS

Oficina Central: Santiago	Presidente Riesco 5561, piso 14, Teléfono (56-02) 2680 7000	Rengo:	Urriola N°102 Teléfono: (56-72) 354101	Talcahuano:	Colón N°876 Teléfono (56-41) 2206610
San Bernardo:	América N°663 Teléfono (56-02) 23448562	San Vicente de Tagua Tagua:	Germán Riesco N°1301 Teléfono: (56-72) 299201	Tomé:	Nogueira N°955 Teléfono (56-41) 2206410
La Pintana:	Baldomero Lillo N°1935 Teléfono (56-02) 23448689	Las Cabras:	San Martín N°898, Locales 5 y 6 Teléfono: (56-72) 502463	Coronel:	Los Carrera N°284 Teléfono (56-41) 2206510
San José de Maipo:	Comercio N°20008 Teléfono (56-02) 23448798	San Fernando:	Av. L. B. O'Higgins N°419 Teléfono: (56-72) 299111	Los Ángeles:	J. Manso de Velasco N°399 Teléfono (56-43) 409301
Talagante:	Balmaceda N°1153 Teléfono (56-02) 23448743	Curicó:	Estado N°237 Teléfono: (56-75) 563644	Temuco:	Manuel Montt N°669 Teléfono (56-45) 209201
Puente Alto :	Teniente Bello N°105 Teléfono (56-02) 23448717 Concha y Toro N°3955, local 13 Teléfono (56-02) 23448720	Molina:	Libertad N°1342 Teléfono (56-75) 563670	Villarrica:	Pedro de Valdivia N°952 eléfono (56-45) 209001
Curacaví :	Av. O'Higgins N°2092 Teléfono (56-02) 23448396	Talca:	1 Oriente N°1281 Teléfono (56-71) 417923	Pucón:	O'Higgins N°545, local C Teléfono (56-45) 209042
Buín:	San Martín N°453 Teléfono (56-02) 23448762	San Javier:	Sargento Aldea N°2510 Teléfono (56-71) 561977	Padre las Casas:	Av. Maquehue N°850, Local 6 Teléfono (56-45) 209061
Pirque:	Av. Concha y Toro N°02659 Teléfono (56-02) 23448725	Linares:	Manuel Rodríguez N°669 Teléfono (56-73) 561901	Pitrufquén:	Francisco Bilbao N°626 Teléfono (56-45) 209292
Rancagua:	Av. L. B. O'Higgins N°0265 Teléfono: (56-72) 206106	Chillán:	H. Martín N°542 eléfono (56-42) 209401	Atención a Clientes Mesa Central	Teléfono 600 777 7777 Teléfono 600 6 243 243
		Concepción:	Barros Arana N°64 Teléfono (56-41) 2200390		





El papel de este informe proviene de bosques manejados en forma sustentable y fuentes controladas.