



MEMORIA ANUAL
2013



MEMORIA ANUAL
2013

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social	CGE Distribución S.A.
Nombre de Fantasía	CGE DISTRIBUCIÓN
Domicilio Legal	Presidente Riasco N° 5561, Piso 14 Santiago, Chile
Tipo de Entidad	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.
Inversionistas	Contacto: Gonzalo Soto Serdio Tel. (56-2) 26807434 Correo Electrónico: gisotos@cge.cl



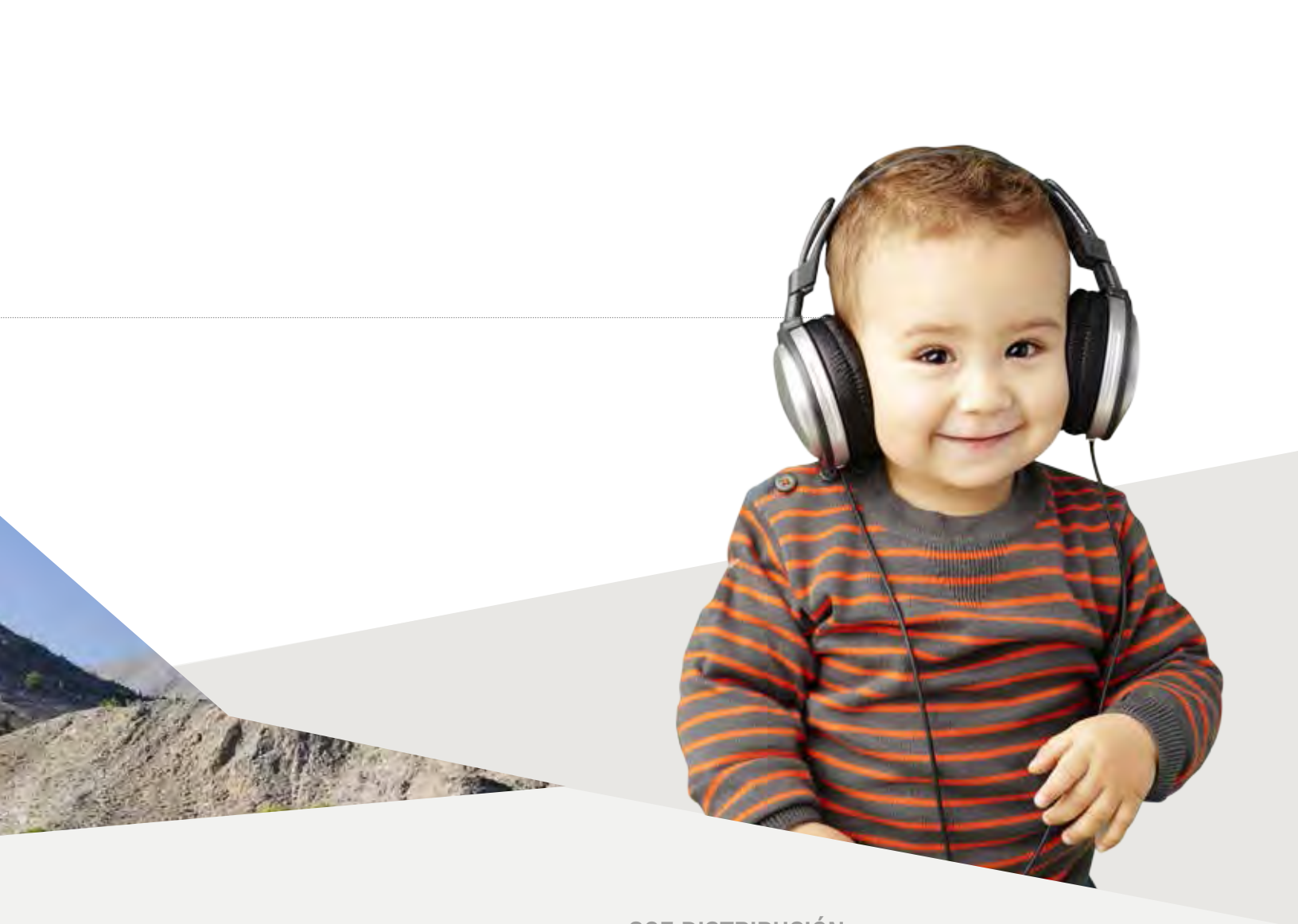
MEMORIA ANUAL
2013





CONTENIDO





CGE DISTRIBUCIÓN

Carta del Presidente	4
Directorio	6
Organigrama y Administración	7
Propiedad y Control de la Sociedad	8
Hechos Destacados 2013	16
Reseña Histórica	18
Informe a los Accionistas	20
Marcha de la Empresa	26
Gestión Comercial	35
Gestión Regulatoria	40
Gestión Administrativa y Financiera	49
Gestión de Personas	53
Gestión Técnica	56
Declaración de Responsabilidad	62
Estados Financieros e Informe de Auditor Independiente (CD adjunto)	63

CARTA DEL PRESIDENTE



Estimados Señores Accionistas

Por encargo del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, tengo el agrado de presentar la Memoria y Balance Anual de la Sociedad correspondiente al ejercicio 2013.

Durante este periodo se materializaron importantes avances en materia de crecimiento y consolidación de nuestra empresa respecto de 2012, todo ello en el contexto de una intensa actividad regulatoria, tarifaria y de abastecimiento, que demandó esfuerzos adicionales, reorientación de recursos y un rol más activo de coordinación y colaboración al interior de la industria.

En el año 2013 observamos un crecimiento de la energía operada de 5,4% respecto al periodo anterior, alcanzando una cobertura total de 1.718.228 clientes, distribuidos entre la Región Metropolitana y la IX Región, lo que representa una variación de 3%.

En términos de consolidación, se completó la restructuración de los procesos internos de nuestra empresa, y se materializó la integración de EMEL SUR y CGE DISTRIBUCIÓN. En abril de 2013, en Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN y de su filial Emel Sur S.A., se aprobó la fusión de ambas sociedades por incorporación de la segunda en nuestra compañía, consolidando en CGE DISTRIBUCIÓN la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A. y todos sus accionistas, disuelta con efectos contables a partir del 1 de enero de 2013. A partir de este hito hemos iniciado el proceso global de integración cuya implementación debiera concluir durante el segundo semestre de 2014.

En esta perspectiva interna, destaca el término del plan de restructuración organizacional iniciado en 2012, el que nos permitió avanzar desde una estructura matricial a una organización más plana y resolutiva, caracterizada por la centralización de la gestión en los ámbitos técnico y comercial. Con ello, procuramos mejorar nuestros procesos de eficiencia y calidad, progresando desde una utilidad de 9.766 millones de pesos en diciembre de 2012, hacia un auspicioso resultado en el ejercicio 2013, que alcanzó 21.088 millones de pesos.

Así también, en octubre se concretó la colocación de un Bono por MUF 4.000, con el cual se refinanciaron los pasivos financieros. Esta transacción, sumada a la confirmación de nuestra clasificación de riesgo, constituye una prueba concreta de la confianza que el mercado deposita en nuestra empresa.

Este positivo balance es resultado de un proceso transversal, impulsado en el marco del modelo corporativo de CGE S.A. y filiales, que promueve la sustentabilidad de la compañía en el largo plazo a partir de la gestión estratégica de tres focos: Eficiencia Operacional, Calidad de Servicio

y Trabajo en Equipo. Es en este contexto donde los clientes ocupan un lugar prioritario en la gestión, centrando todos los esfuerzos y compromisos de nuestros equipos en entregar siempre un servicio de excelencia.

En el ámbito externo, durante el año 2013 concluyó el proceso de tarificación del valor agregado de distribución para el cuatrienio noviembre 2012 - noviembre 2016. Con ello también se fijaron los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que prestan las empresas distribuidoras.

Durante este periodo los precios de generación incluidos en las cuentas de los clientes sujetos a fijación de precios atendidos por CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales, se mantuvieron en niveles altos, debido principalmente a las dificultades que existen para la ejecución de proyectos de generación y transmisión, así como a las barreras para el ingreso de nuevos actores en el mercado de la generación.

No obstante este complejo escenario, destacan algunos avances regulatorios como la promulgación de la Ley sobre Concesiones y Servidumbres Eléctricas, de la Ley de Ampliación de la Matriz Energética mediante Fuentes Renovables No Convencionales y de la Ley para promover la Interconexión de Sistemas Eléctricos Independientes. Si bien estas leyes aportarán al desarrollo del sector, se requiere de mayores esfuerzos para introducir perfeccionamientos integrales que permitan al sector eléctrico acompañar adecuadamente el crecimiento del país.

En este ambiente de desafíos externos, CGE DISTRIBUCIÓN licitó sin éxito el suministro para abastecer los consumos asociados al contrato suscrito en 2009 con Campanario Generación S.A., declarada en quiebra en 2011. Además, observamos con preocupación que aún no se encuentra resuelta la situación presentada en EMELECTRIC y EMETAL, filiales que en diciembre de 2012 exhibieron déficits en la energía incluida en sus contratos de suministro, siendo imposible hasta la fecha transferir los excedentes existentes en los contratos suscritos por otras empresas distribuidoras -que superan por mucho los déficits presentados- en conformidad con lo dispuesto en la normativa vigente.

No obstante lo anterior, distinguimos en este ámbito el resultado del proceso de licitación efectuado, en conjunto con el resto de las empresas distribuidoras del sistema, que contempló un bloque de suministro de energía desde 2013 hasta 2024, el cual permitió adjudicar, pese a todas las dificultades ya señaladas, el 78% del volumen requerido.

Dentro de los principales logros alcanzados durante el año en el ámbito operacional destacan los avances en procesos claves de negocio, tales



como, la disminución de la pérdida de energía y el Plan General de Cobranza. Este último cimentado en una mayor efectividad en los procesos de suspensión y reposición de suministros y una eficiente gestión de la morosidad. Todo ello acompañado de una profundización en la operación y gestión de cobranza focalizada y adaptada a los diversos segmentos de nuestra cartera. Además, destaca la mejora de la calidad de servicio a nuestros clientes, donde los reclamos experimentaron una baja de 33% respecto del año 2012 lo que permitió alcanzar el menor nivel histórico de reclamos. Ello como consecuencia de la implementación de diversas medidas en todos los procesos internos. De igual manera, la calidad del suministro que brindamos a los clientes, se soporta en una robusta infraestructura eléctrica que en 2013 consideró un plan de inversión que alcanzó los 24.067 millones de pesos, con la materialización de 4.859 obras de electrificación, equipamiento y renovación, entre otras.

En la búsqueda de la excelencia sobresale el permanente compromiso y desempeño de nuestros equipos con la seguridad, siendo reconocidos este año con los premios “Excelencia en Prevención de Riesgos”, “Consejo Nacional de Seguridad”, y “Esfuerzo en Prevención de Riesgos”.

Nuestro vínculo con las comunidades a las que brindamos nuestro servicio ha continuado fortaleciéndose con la difusión permanente de temáticas de relevancia, dentro de las cuales destacan nuestras tradicionales campañas de prevención de riesgos y accidentes. Especialmente en este año se destaca la profundización del Programa de Relacionamiento con la Comunidad, el que está orientado principalmente a nuestros clientes de la zona sur de Santiago y diseñado a la medida de su realidad social y económica.

Este programa busca generar un vínculo más cercano con estas comunidades, a través de actividades que por una parte promuevan esta cercanía y por otra, den a conocer un innovador formato de atención y recaudación diferenciada y personalizada que les permita regularizar su situación comercial con la empresa. Dentro de estas actividades, se cuenta la realización de casi 100 mesas de trabajo con dirigentes vecinales, ciclos de talleres educativos y deportivos, con la participación de 1.300 vecinos y sus familias, principalmente de las comunas de Puente Alto y El Bosque.

Esta propuesta de valor también se plasmó en el compromiso voluntario de los colaboradores y la comunidad a la Campaña Misión Noche Buena,

quienes en conjunto recolectaron más de 1.700 cenas de Navidad y participaron activamente en iniciativas propias de esta cruzada, desde la región Metropolitana a la Araucanía.

Todos estos hitos describen un ejercicio 2013 intenso y desafiante, del que obtenemos una positiva valoración para nuestra empresa, en virtud de las diversas medidas implementadas y que nos están permitiendo avanzar hacia los resultados de eficiencia y calidad que buscamos.

En mi rol de Presidente del Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, deseo agradecer el valioso trabajo que nuestros colaboradores desarrollan a lo largo del país, alineados con los objetivos estratégicos de la compañía.

Finalmente, confirmo nuestro compromiso para enfrentar los desafíos actuales y futuros de nuestra empresa, principalmente en aquellos que se relacionan con fortalecer nuestra relación con clientes y con el impulso al desarrollo de Chile.

Francisco Marín Jordán
Presidente del Directorio

DIRECTORIO CGE DISTRIBUCIÓN

6

CGE DISTRIBUCIÓN



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



DIRECTOR
Cristián Bulnes Álamos
Ingeniero Comercial
RUT 7.010.969-7



DIRECTOR
Rafael Andrés Marín Jordán
Ingeniero Comercial
RUT 8.541.800-9

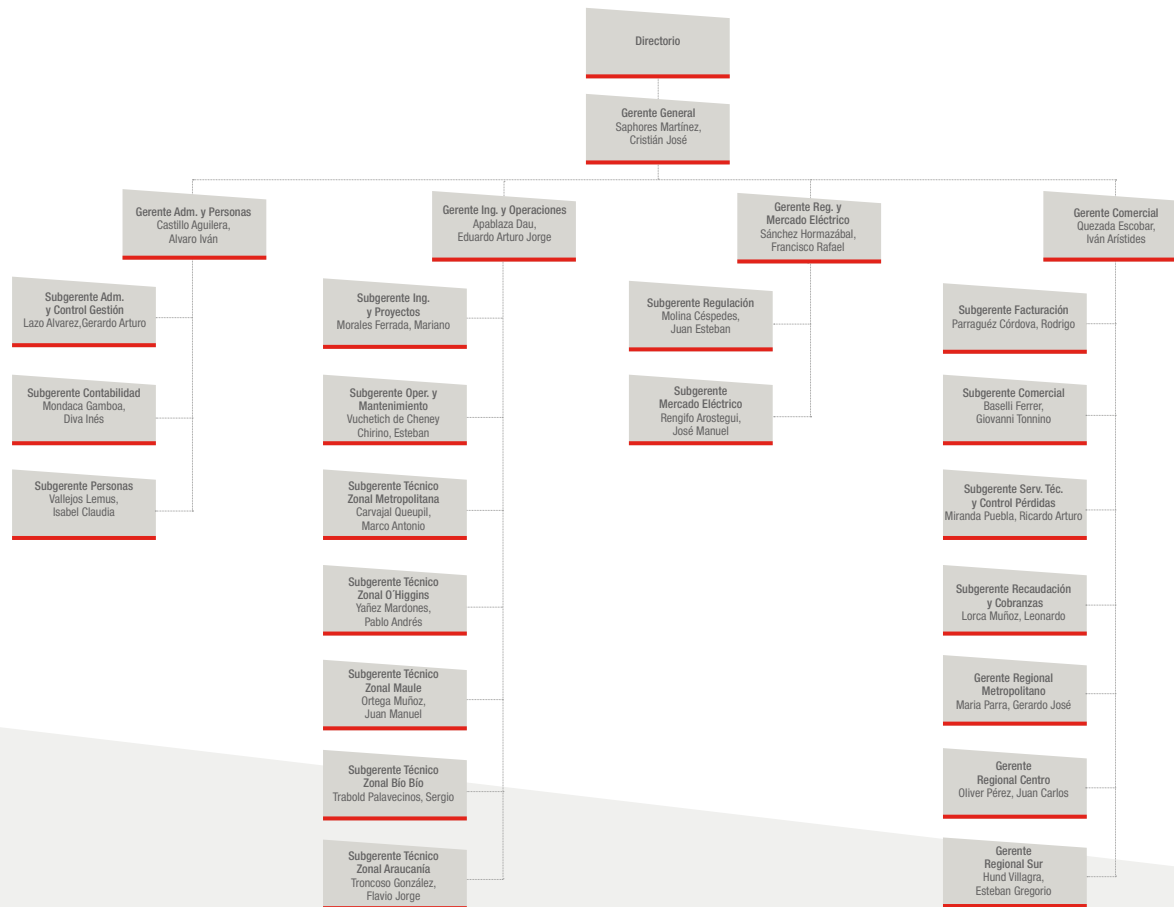


DIRECTOR
Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen
Ingeniero Electricista
RUT 6.562.488-5



DIRECTOR
Eduardo Rafael Morandé Montt
Ingeniero Comercial
RUT 7.024.596-5

ORGANIGRAMA Y ADMINISTRACIÓN



Gerente General y Representante Legal
Cristián Saphores Martínez
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 7.052.000-1
Ejerce el cargo desde el 30 de abril de 2011

Gerente de Administración y Personas
Álvaro Castillo Aguilera
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 9.693.102-6
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Gerente Comercial
Iván Quezada Escobar
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.051.610-2
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Gerente de Ingeniería y Operaciones
Eduardo Apablaza Dau
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 9.048.258-0
Ejerce el cargo desde el 01 de mayo de 2008

Gerente de Regulación y Mercado Eléctrico
Francisco Sánchez Hormazábal
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 10.768.919-2
Ejerce el cargo desde el 01 de octubre de 2008

Gerente Regional Metropolitano
Gerardo María Parra
Ingeniero Comercial
RUT: 6.957.151-4
Ejerce el cargo desde el 03 de noviembre de 2012

Gerente Regional Centro
Juan Carlos Oliver Pérez
Ingeniero Comercial
RUT: 7.662.705-3
Ejerce el cargo desde el 03 de noviembre de 2012

Gerente Regional Sur
Esteban Hund Villagra
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 8.219.185-0
Ejerce el cargo desde el 03 de noviembre de 2012

Subgerente de Administración y Control de Gestión
Gerardo Lazo Álvarez
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 9.440.805-9
Ejerce el cargo desde el 01 de octubre de 2013

Subgerente de Contabilidad
Diva Mondaca Gamboa
Contador Auditor
RUT: 9.177.921-8
Ejerce el cargo desde el 01 de julio de 2010

Subgerente de Personas
Isabel Vallejos Lemus
Ingeniero Comercial
RUT: 13.472.522-2
Ejerce el cargo desde el 02 de mayo de 2013

Subgerente de Mercado Eléctrico
José Manuel Rengifo Arostegui
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 12.232.721-3
Ejerce el cargo desde el 01 de octubre de 2011

Subgerente de Regulación
Juan Esteban Molina Céspedes
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 10.058.095-0
Ejerce el cargo desde el 01 de mayo de 2008

Subgerente de Ingeniería y Proyectos
Mariano Morales Ferrada
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.019.008-7
Ejerce el cargo desde el 01 de octubre de 2009

Subgerente de Operaciones y Mantenimiento
Esteban Vuchetich de Cheney Chirino
Ingeniero Civil Electricista
RUT: 8.880.694-8
Ejerce el cargo desde el 01 de enero de 2010

Subgerente Comercial
Giovanni Baselli Ferrer
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 10.335.243-6
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Subgerente de Facturación
Rodrigo Parraguéz Córdova
Ingeniero Comercial
RUT: 12.438.667-5
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Subgerente de Recaudación y Cobranzas
Leonardo Lorca Muñoz
Ingeniero Comercial
RUT: 12.722.503-6
Ejerce el cargo desde el 30 de noviembre de 2012

Subgerente Servicio Técnico y Control de Pérdidas
Ricardo Miranda Puebla
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 7.243.124-3
Ejerce el cargo desde el 01 de noviembre de 2013

Subgerente Técnico Zonal Metropolitana
Marco Antonio Carvajal Queupil
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.197.074-4
Ejerce el cargo desde el 30 de octubre de 2008

Subgerente Técnico Zonal O'Higgins
Pablo Andrés Yañez Mardones
Ingeniero en Ejecución en Electricidad
RUT: 10.022.345-7
Ejerce el cargo desde el 01 de enero de 2013

Subgerente Técnico Zonal Maule
Juan Manuel Ortega Muñoz
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 8.146.557-6
Ejerce el cargo desde el 01 de junio de 2007

Subgerente Técnico Zonal Bio Bio
Sergio Trabold Palavecinos
Ingeniero en Ejecución en Electricidad
RUT: 6.305.368-6
Ejerce el cargo desde el 01 de noviembre de 2005

Subgerente Técnico Zonal Araucanía
Flavio Jorge Troncoso González
Ingeniero en Ejecución en Electricidad
RUT: 8.234.378-4
Ejerce el cargo desde el 01 de julio de 2004

PROPIEDAD Y CONTROL DE LA SOCIEDAD

Propiedad

Al 31 de diciembre de 2013, el Capital de la Sociedad se encuentra conformado por 177.981.620 acciones, serie única, íntegramente suscritas y pagadas por sus 1.351 accionistas. Los 12 principales accionistas se muestran en el siguiente cuadro:

Razón Social o Nombre Accionista	RUT	Acciones	% de participación
COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A.	90.042.000-5	176.784.084	99,3272%
PIZARRO LIZANA, HERMINIA	2.550.511-5	63.551	0,0357%
MENA DIAZ, JOSE HUMBERTO	3.633.277-8	59.237	0,0333%
BANCHILE CORREDORES DE BOLSA S.A.	96.571.220-8	35.618	0,0200%
POLANCO HENRIQUEZ, HUMBERTO ARTURO	3.441.352-5	32.341	0,0182%
ASENJO TAPIA, JOSE JAIME	3.332.909-1	25.570	0,0144%
INVERSIONES TACORA LTDA.	78.241.260-4	24.730	0,0139%
MELLA MELLA, RAMON HERNAN	6.783.544-1	21.966	0,0123%
GEBHARDT MEUSEL, KARL RUDOLF PETER	3.247.120-K	19.752	0,0111%
SUCESION BERRIOS BUSTOS ROSENDO	53.236.020-K	18.801	0,0106%
BUSTAMANTE FELIU, EDUARDO ARNALDO	5.204.981-4	18.801	0,0106%
PAEZ OSSES, ITALO FRANCISCO	5.343.184-4	18.760	0,0105%
TOTAL		177.123.211	99,5177%

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 periodo 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 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%.

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.

En la Décima Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 15 de abril de 2013, fue aprobada la fusión por incorporación de la filial Emel Sur S.A. a la primera, con un aumento de capital social

por MM\$ 2.399, correspondientes a la emisión de 806.906 acciones de pago, serie única, sin valor nominal a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A.

A consecuencia de ésta fusión, en Sesión Extraordinaria de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 24 de mayo de 2013, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de Emel Sur S.A. incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN, cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la SVS con el N°979, de fecha 10 de julio de 2013. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 14 de agosto de 2013, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$ 2.399, equivalente a las 806.906 acciones.

A partir de ésta fusión, CGE DISTRIBUCIÓN queda con el control directo de las filiales de la disuelta Emel Sur S.A., la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A y de 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. (CGE) es el controlador de CGE DISTRIBUCIÓN con una participación accionaria directa de 99,33%.

Compañía General de Electricidad S.A. no posee controlador al 31 de diciembre de 2013, 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%



Los denominados Grupo Familia Marín, Grupo Almería y el 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 11,3580% del capital de sociedad:

NOMBRE	RUT	Participación
CONST. DE VIVIENDAS ECON. STA. MARTA LTDA.	86.911.800-1	6,2647%
INVERSIONES HEMACO LTDA.	96.647.170-0	4,5701%
DOÑA MARÍA LORETO S.A.	96.721.970-3	3,4793%
FOGER SOCIEDAD DE GESTIÓN PATRIMONIAL LTDA.	79.685.990-3	3,2317%
RENTAS KUREWEN S.A.	79.883.900-4	0,9865%
RENTAS E INVERSIONES SAN ANTONIO LTDA.	79.944.140-3	0,8615%
INVERSIONES EL MAYORAZGO LTDA.	96.803.670-K	0,4658%
MARÍN 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%
COMPAÑÍA DE RENTAS EPULAFQUÉN LTDA.	78.802.860-1	0,1541%
COMPAÑÍA GENERAL DE RENTAS LTDA.	78.777.760-0	0,1491%
SOCIEDAD DE RENTAS SANTA MARTA	96.721.500-7	0,1481%
DON GUILLERMO S.A.	96.721.490-6	0,1400%
SOCIEDAD CIVIL DE RENTAS HUIHUE LTDA.	78.511.400-0	0,1400%
COMPAÑÍA DE RENTAS LIMAR LTDA.	77.311.230-4	0,1179%
FMR RENTAS GENERALES	76.321.069-3	0,1070%
COMPAÑÍA 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 RAMÓN LTDA.	76.005.360-0	0,0759%
MARÍN ESTÉVEZ, FRANCISCO JAVIER	2.773.387-5	0,0481%
MARÍN JORDÁN, JOSÉ ANTONIO	8.541.799-1	0,0474%
CORREA DE MARÍN, MARÍA LUZ	2.903.022-7	0,0468%
RENTAS CAMINO MIRASOL LTDA.	78.547.560-7	0,0315%
MARÍN JORDÁN, RAFAEL ANDRÉS	8.541.800-9	0,0163%
MARÍN JORDÁN, MARÍA ELENA	8.351.573-2	0,0137%
MARÍN JORDÁN, FRANCISCO JAVIER	8.351.571-6	0,0120%
JORDÁN DE MARÍN, ELENA	3.010.063-8	0,0102%
ÁLAMOS OLIVOS, MARÍA CAROLINA	10.045.492-0	0,0095%
MARÍN CORREA, MARÍA LUZ	7.205.867-4	0,0095%
MARÍN CORREA, MARÍA LORETO	7.678.119-2	0,0050%
MARÍN CORREA, MARTA EUGENIA	8.131.765-8	0,0040%
MARÍN CORREA, GUILLERMO	6.337.692-2	0,0021%
MARÍN CORREA, MARÍA JOSEFINA	7.678.118-4	0,0006%
CERDA COSTABAL, XIMENA	11.847.354-K	0,0004%
HIRTH INFANTE, MARÍA DE LOS ÁNGELES	9.827.021-3	0,0003%
Participación Grupo Familia Marín		22,6358%

NOMBRE	RUT	Participación
INVERSIONES TUNQUÉN S.A.	96.607.940-1	5,5677%
INVERSIONES ALMERÍA S.A.	96.565.850-5	4,5052%
INVERSIONES QUITRALCO S.A.	96.607.900-2	4,4874%
INVERSIONES LOS ACACIOS S.A.	96.597.440-7	3,6552%
INVERSIONES ALSACIA S.A.	96.607.960-6	1,2285%
INVERSIONES EL QUISCAL S.A.	96.607.950-9	0,6687%
INMOBILIARIA LOS OLIVOS S.A.	95.481.000-3	0,1179%
INVERSIONES LESONIA LTDA.	77.106.760-3	0,0867%
HORNAUER LÓPEZ, JUAN	2.803.740-6	0,0785%
HEINSEN WIDOW, GABRIELLE MARGARITA	2.425.161-6	0,0764%
INVERSIONES CAUCURA LTDA.	77.106.780-8	0,0753%
RENTAS INVERLAND LTDA.	76.255.610-3	0,0569%
HORNAUER OLIVARES, CAMILO	10.063.136-9	0,0517%
HORNAUER OLIVARES, CAROLINA	9.051.177-7	0,0515%
RENTAS TALCÁN LTDA.	76.255.630-8	0,0481%
RENTAS INVERPLUS LTDA.	76.255.680-4	0,0393%
RENTAS ENTÉN LTDA.	76.255.750-9	0,0361%
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%
INVERSIONES EDR LTDA.	77.211.900-3	0,0142%
EWERTZ HARMSSEN, PAMELA ISABEL FCA.	4.562.119-7	0,0105%
MUÑOZ HAAG, GABRIELA DE LOS ÁNGELES	7.088.905-6	0,0101%
HUGHES MONTEALEGRE, DOREEN VIVIAN	6.116.003-5	0,0100%
VACCARI GIRAUDO, BRUNELLA A.	6.792.980-2	0,0091%
INVERSIONES AMRA LTDA.	77.211.890-2	0,0062%
REITZ AGUIRRE, EDUARDO	5.119.300-8	0,0023%
HORNAUER HERRMANN, JOSÉ LUIS	5.771.955-9	0,0021%
NEUWEILER HEINSEN, SANDRA MARÍA	8.576.643-0	0,0015%
INVERSIONES PAU LTDA.	78.890.460-6	0,0008%
REITZ LAGAZIO, JUAN CARLOS	13.427.523-5	0,0005%
ASPILLAGA URENDIA, LUIS	5.308.039-1	0,0004%
NEUWEILER NAHMÍAS, MATÍAS	19.151.321-5	0,0004%
NEUWEILER NAHMÍAS, CATALINA	18.584.546-K	0,0004%
URENDIA 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%

NOMBRE	RUT	Participación
INMOB. 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 AGUIRRE, FERNANDO	7.224.459-1	0,0003%
REITZ LOBO, MARÍA FERNANDA	17.996.565-8	0,0003%
REITZ LOBO, FELIPE TOMÁS	17.120.288-4	0,0003%
REITZ LOBO, NICOLÁS FERNANDO	16.302.985-5	0,0003%
ASPILLAGA URENDIA, MARÍA 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, MARTÍN ALEXANDER	8.547.689-0	0,0000%
ASPILLAGA GOUDIE, PABLO ANDRÉS	12.022.554-5	0,0000%
Participación Grupo Almería		20,9906%



NOMBRE	RUT	Participación
INMOBILIARIA LIGUAI S.A.	96.656.700-7	2,7833%
INMOBILIARIA LOMAS DE QUELÉN 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 PÉREZ, MARIANA	2.288.980-K	0,3291%
PÉREZ CRUZ, CARMEN GLORIA	7.746.964-8	0,2651%
PÉREZ CRUZ, MARIANA	5.711.224-7	0,2620%
PÉREZ CRUZ, XIMENA	8.123.872-3	0,2616%
PÉREZ CRUZ, MATÍAS	8.649.794-8	0,2609%
PÉREZ CRUZ, PABLO JOSÉ	6.441.732-0	0,2609%
PÉREZ CRUZ, ANDRÉS	7.561.860-3	0,2609%
PÉREZ CRUZ, ANA MARÍA	5.711.299-9	0,2609%
PÉREZ CRUZ, MARÍA BERNARDITA	5.711.247-6	0,2609%
PÉREZ CRUZ, JOSÉ TOMÁS	8.639.020-5	0,2461%
PÉREZ ZAÑARTU, MARÍA LUISA	2.306.903-2	0,2205%
RESPALDIZA BILBAO, LORETO	7.027.518-K	0,0408%
FUND. OSVALDO PÉREZ VALDÉS Y MARÍA LUISA	71.599.300-7	0,0395%
INVENER S.A.	76.656.280-9	0,0330%
ROMPEOLAS INVERSIONES LIMITADA	76.807.570-0	0,0320%
PUNTA LUJÁN INVERSIONES LIMITADA	76.647.650-3	0,0307%
QUILLAICO INVERSIONES LIMITADA	76.809.620-1	0,0297%
TOLTÉN 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%
PÉREZ ZAÑARTU, ANA MARÍA	2.128.879-9	0,0196%
SUBERCASEAUX PÉREZ, MARIANA	8.812.948-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PÉREZ, MARÍA LUISA	8.794.078-0	0,0124%
SUBERCASEAUX PÉREZ, TRINIDAD	9.907.931-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PÉREZ, JOSEFINA	13.924.891-0	0,0124%
GARCÍA-HUIDOBRO GONZÁLEZ, MARÍA ANGÉLICA	6.067.785-9	0,0096%
CAMUS PÉREZ, JUAN JOSÉ	15.638.998-6	0,0070%
DEL SOLAR CONCHA, RODRIGO	5.711.379-0	0,0070%
CAMUS PÉREZ, MARÍA IGNACIA	19.247.229-6	0,0069%
CAMUS PÉREZ, FELIPE	18.024.995-8	0,0069%
CAMUS PÉREZ, CRISTÍAN ANDRÉS	14.614.588-4	0,0069%
COUSIÑO PRIETO, XIMENA	10.335.744-6	0,0062%
PÉREZ RESPALDIZA, MARÍA LORETO	15.640.936-7	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, SOFÍA DEL CARMEN	19.638.868-0	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, SANTIAGO	19.243.108-5	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, CRISTÓBAL JOSÉ	17.701.206-8	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, JOSÉ FRANCISCO	16.610.956-6	0,0048%
PÉREZ RESPALDIZA, PABLO ANDRÉS	16.096.127-9	0,0048%
INVERSIONES SAN JOSÉ DE LOS LAGOS S.A.	96.754.870-7	0,0042%
PÉREZ COUSIÑO, XIMENA	21.575.980-6	0,0031%

NOMBRE	RUT	Participación
PÉREZ COUSIÑO, GONZALO	21.058.937-6	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, JOSÉ MANUEL	20.472.395-8	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MARÍA ELISA	19.961.007-4	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MARTÍN	19.669.745-4	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MAXIMILIANO	19.242.959-5	0,0031%
PÉREZ COUSIÑO, MATÍAS	18.768.433-1	0,0031%
PAIVA CASALI, RAÚL	1.890.820-4	0,0028%
CAMUS VALVERDE, CRISTIÁN	6.067.352-7	0,0024%
ROMUSSI PÉREZ, JUAN PABLO	17.957.553-1	0,0015%
ROMUSSI PÉREZ, VALENTINA	17.264.485-6	0,0015%
ROMUSSI PÉREZ, JORGE ANDRÉS	16.662.201-8	0,0015%
DEL SOLAR PÉREZ, RODRIGO	9.911.781-8	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, ANA MARÍA	9.911.702-8	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, IGNACIO	18.018.297-7	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, MAGDALENA	15.960.175-7	0,0012%
DEL SOLAR PÉREZ, NICOLÁS	15.322.308-4	0,0012%
HAEUSSLER PÉREZ, RAIMUNDO	19.639.860-0	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, MACARENA	18.933.208-4	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, DIEGO JOSÉ	18.019.794-K	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, CATALINA	16.098.629-8	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, MARTÍN	15.643.157-5	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, CARLOS JOSÉ	14.119.972-2	0,0009%
HAEUSSLER PÉREZ, XIMENA AURORA	13.549.980-3	0,0009%
SUCESIÓN PÉREZ ZAÑARTU CLEMENTE	23.085-5	0,0002%
Participación Grupo Familia Pérez Cruz		11,3580%



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 periodo 2013 por los miembros del Controlador, Directores, Gerentes y Ejecutivos:

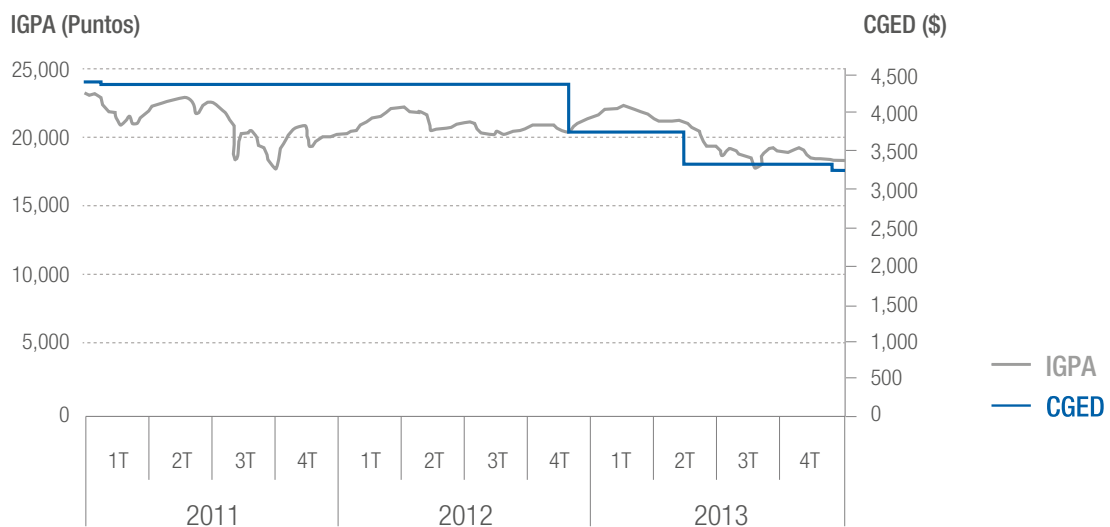
No se registran en el periodo que se informa.

Estadísticas trimestrales de transacciones bursátiles

Año	Periodo Trimestre	N° Acciones transadas	Monto Total transado (\$)	Precio promedio (\$)
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
2013	1°	400	1.331.150	3.327,88
	2°	4.207	13.968.770	3.320,36
	3°	1.330	4.415.600	3.320,00
	4°	1.833	5.902.260	3.220,00



IGPA vs PRECIO acción CGED



HECHOS DESTACADOS 2013

ENERO

“PONLE ENERGÍA A TU BARRIO”

Se realiza campaña “Ponle Energía a tu Barrio”, la cual busca reforzar los vínculos con la comunidad en los sectores vulnerables, con actividades orientadas a los adultos mayores, mujeres y, especialmente, niños de las comunas de Puente Alto, El Bosque y La Pintana.



ABRIL

FIJACIÓN DE VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

El 2 de abril de 2013 fue publicado el decreto 1T/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios efectuados por las empresas distribuidoras.

REGLAMENTO DE PRECIOS DE NUDO

El 23 de abril de 2013 fue publicado el Decreto 86-2012 de MINENERGÍA, mediante el cual se aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo.



AGOSTO

REGLAMENTO DE CDEC

El 5 de agosto de 2013 fue publicado el Decreto 291-2007 de MINENERGÍA, mediante el cual se modifica el Reglamento de los CDECs.

NUEVA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Se modifica la estructura con ajustes transversales en los ámbitos Comercial, Técnico y Administrativo, que se inscribe en la lógica del modelo organizacional vigente desde noviembre de 2012, considerando los actuales desafíos de sustentabilidad, avanzando hacia una organización más plana y resolutive.

Es así como la Gerencia de Administración y Personas adopta una nueva estructura, donde destacan la creación de la Subgerencia de Personas, con énfasis en el desarrollo organizacional; y la Subgerencia de Administración y Control de Gestión, que tendrá foco en el control interno y la centralización de estas funciones.

PLAN DE RELACIONAMIENTO CON LA COMUNIDAD

Se dio inicio al Plan de Relacionamiento con la Comunidad, que tiene como objetivo principal dar continuidad a las actividades de verano desarrolladas en la campaña “Ponle Energía a tu Barrio” e instalar, en sectores vulnerables de las comunas de Puente Alto, La Pintana, El Bosque y San Bernardo, facilidades operacionales que otorguen mejor acceso a los clientes de esos sectores y alternativas eficientes para normalizar sus servicios. En una primera etapa el plan se concentró en el sector de Bajos de Mena, de la comuna de Puente Alto y en diciembre se extendió a parte de la comuna de El Bosque.



SEPTIEMBRE

FIJACIÓN DE PEAJES DE DISTRIBUCIÓN

El 27 de septiembre fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 2T/2013, mediante el cual se fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

OCTUBRE

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

El 14 de octubre de 2013 fue publicada la Ley 20701, mediante la cual se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos en lo relativo al procedimiento para otorgar concesiones eléctricas.

LEY DE ERNC

El 22 de octubre fue publicada la Ley 20698, mediante la cual se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos en lo relativo a la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales.

COLOCACIÓN BONO SERIE E

El 24 de octubre se colocó en el mercado local Bono serie E por MUF 4000, equivalentes a MM\$ 92.643, con un plazo de 21 años a una tasa de colocación de 3,89%. El uso de estos fondos se destinó a prepago de pasivo financiero.



NOVIEMBRE

LICITACIONES DE SUMINISTRO

Se adjudica a Empresa Nacional de Electricidad S.A. y a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. el 78% de la energía requerida en el proceso LICITACIÓN SIC 2013/01, realizado en forma conjunta por las empresas concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Interconectado Central.

DICIEMBRE

BOLETA 3.0

Con fecha 2 de diciembre, se implementó el nuevo formato de la boleta suministro eléctrico para los clientes de CGE DISTRIBUCIÓN bajo el proyecto denominado "Boleta 3.0". El nuevo diseño nace de un trabajo conjunto con nuestros clientes, logrando así una boleta más clara, que permite una mejor comprensión de sus contenidos y que a su vez destaca aquella información relevante para nuestros clientes. De esta forma la nueva boleta incorpora el gasto diario del cliente, cuadro resumen del documento, información de contactos, glosario, entre otros.

MISIÓN NOCHE BUENA

CGE DISTRIBUCIÓN participó activamente en la realización de la campaña solidaria "Misión Noche Buena", con el apoyo y compromiso de cada uno de sus colaboradores, quienes aportan en la recaudación de fondos con actividades que se organizan para estos efectos, logrando en esta oportunidad más de 1.700 cenas de navidad, las que fueron distribuidas desde la Región Metropolitana hasta la Araucanía. Además, el año 2013 se incorporó el concepto de voluntariado consistente en la entrega directa de cajas a familias beneficiadas.



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%.

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.

En la Décima Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 15 de abril de 2013, fue aprobada la fusión por incorporación de la filial Emel Sur S.A. a la primera, con un aumento de capital social por MM\$ 2.399, correspondientes a la emisión de 806.906 acciones de pago, serie única, sin valor nominal a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A.

A consecuencia de ésta fusión, en Sesión Extraordinaria de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 24 de mayo de 2013, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de Emel Sur S.A. incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN, cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la SVS con el N°979, de fecha 10 de julio de 2013. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 14 de agosto de 2013, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$ 2.399, equivalente a las 806.906 acciones.

A partir de ésta fusión, CGE DISTRIBUCIÓN queda con el control directo de las filiales de la disuelta Emel Sur S.A., la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A y de 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 99,33% de las acciones emitidas de ésta.





Informe a los Accionistas

MEMORIA ANUAL

2013

El Directorio presenta para vuestro conocimiento y consideración la Décima Primera 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 2013.

En abril del 2013, en Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN y de su filial Emel Sur S.A., se aprobó la fusión de ambas sociedades por incorporación de Emel Sur S.A. en CGE Distribución S.A., incorporándose en esta última la totalidad del patrimonio de la primera y todos sus accionistas, la que se disolvió, con efectos contables a partir del 01 de enero del 2013. La referida fusión, no generará efectos en los resultados de CGE Distribución S.A.

La gestión del ejercicio 2013 arroja una utilidad consolidada de MM\$ 21.088, lo que se compara positivamente con la utilidad de MM\$ 9.766, obtenida en el ejercicio 2012.

CGE DISTRIBUCIÓN registró un aumento de 11,8% en el margen de distribución con respecto a 2012, equivalente a MM\$ 12.707, explicado por el incremento de CGE Distribución individual de MM\$ 6.406 y la adición de MM\$ 6.301 de EMELECTRIC y EMETAL. Las variaciones de margen se explican a causa de un mayor ingreso por VAD (valor agregado de distribución) de MM\$ 16.454, debido a un crecimiento de las ventas físicas de 9,6%, y un menor ingreso de MM\$ 4.625 por reconocimiento de pérdidas de distribución compensado por mayores ingresos por energía recuperada. Por otro lado, el margen de servicios complementarios presentó una disminución de 1,3% con respecto al 2012, equivalente a MM\$ 345, que se explica por menores ingresos por pago fuera de plazo de MM\$ 545 y suspensión y reconexión por MM\$ 843, contrarrestado con mayores ingresos por construcción de obras por MM\$ 543, construcción de empalmes por MM\$ 390 y arriendo de equipos de medida por MM\$ 158. Los costos operacionales registraron una disminución de 8,1% con respecto a 2012, presentando ahorro en gastos de Administración, Personal e informática por MM\$ 6.153, menor provisión de incobrables por MM\$ 3.928, mayores gastos de operación y conservación por MM\$ 1.078 y mayores gastos comerciales por MM\$ 1.798.

Finalmente, los activos y pasivos consolidados del ejercicio 2013 alcanzaron los MM\$ 867.816 y MM\$ 448.642, 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
2013**	718.626	867.816	448.642	21.088

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

** Valores consolidados

Dividendos

Con fecha 8 de abril de 2013, se canceló el dividendo definitivo N°33, ascendente a la suma de M\$ 2.126.097, con cargo al resultado del ejercicio 2012.

Con fecha 25 de junio de 2013, se canceló el dividendo provisorio N°34, ascendente a la suma de M\$ 2.135.429, con cargo al resultado del ejercicio 2013.

Con fecha 30 de septiembre de 2013, se canceló el dividendo provisorio N°35, ascendente a la suma de M\$ 3.559.049, con cargo al resultado del ejercicio 2013.

Con fecha 18 de diciembre de 2013, se canceló el dividendo provisorio N°36, ascendente a la suma de M\$ 3.736.994, con cargo al resultado del ejercicio 2013.

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%
2013*(**)	13.168	62,45%

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

** Sujeto a aprobación de Junta Ordinaria de Accionistas.

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
2013*(**)	66,00

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

** Sujeto a aprobación de Junta Ordinaria de Accionistas.



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	21.088
PÉRDIDAS ACUMULADAS QUE NO PROVIENEN DE AJUSTES POR PRIMERA ADOPCIÓN IFRS	0
UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE	21.088

De ser aprobado por la Junta General Ordinaria de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2013 representarán un 62,45% 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 2014, el Directorio de la Sociedad ha acordado distribuir al menos el 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 2014.

La política expuesta para el 2014, 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°34 DE JUNIO DE 2013	2.135
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N°35 DE SEPTIEMBRE DE 2013	3.559
A CUBRIR DIVIDENDO PROVISORIO N°36 DE DICIEMBRE DE 2013	3.737
A PAGAR DIVIDENDO DEFINITIVO N°37	3.737
PAGOS DIVIDENDOS EVENTUALES EN EJERCICIOS FUTUROS ART. 80, LEY 18.096	7.919
TOTAL DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES	21.088



Capital y Reservas

Al 31 de diciembre de 2013 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de CGE DISTRIBUCIÓN asciende a 177.952.073 y el patrimonio de la Sociedad alcanza a MM\$ 419.175, lo que corresponde a un valor de libros de \$ 2.355,5 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 2013 quedarían como sigue:

Capital y reservas	MM\$
Capital emitido	314.763
Ganancias acumuladas	33.875
Acciones propias en cartera	(29)
Otras Reservas	70.566
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	419.175

Comentarios y Proposiciones de los Accionistas

Durante el ejercicio 2013 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 definió la elección del actual directorio por un periodo de 3 años, donde resultaron electos 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.

Por ello, en Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el día 15 de abril de 2013, el Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN quedó reafirmado 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	01-01-2013 31-12-2013			01-01-2012 31-12-2012		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Francisco Javier Marín Jordán	Presidente	26.948			22.391		
Francisco J. Marín Estévez	Ex - Presidente	0			8.073		
Carlos Manuel Hornauer Herrmann	Vice-Presidente	13.474			12.197		
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	0			3.024		
Pablo Guarda Barros	Director	0			4.037		
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	13.474			12.201		
Pablo J. Pérez Cruz	Director	0			4.037		
Cristian Bulnes Álamos	Director	13.474			9.177		
Eduardo Morande Montt	Director	13.474			9.177		
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	13.474			9.177		
Rafael Andrés Marín Jordán	Director	13.474			8.159		
Totales		107.793	0	0	101.650	0	0

Durante 2013 se realizó la sesión extraordinaria N° 21 celebrada con fecha 14/08/2013.

Durante 2013 y 2012 no existen otros gastos incurridos.

Hechos Relevantes

Durante el ejercicio 2013, hubo hechos esenciales comunicados por la Sociedad a la Superintendencia de Valores y Seguros. Estos son los que siguen:

- 25 de marzo de 2013 Reparto de utilidades (pago de dividendos).
- 16 de abril de 2013 División, fusión o constitución de sociedades.
- 24 de octubre de 2013 Colocación de valores en mercados internacionales y/o nacionales.

Audidores Externos

Los Estados Financieros consolidados de CGE DISTRIBUCIÓN correspondientes al ejercicio 2013 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 15 abril de 2013.





Marcha de la Empresa



MEMORIA ANUAL

2013

Plan de Reorganización Societaria

En la Décima Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 15 de abril de 2013, fue aprobada la fusión por incorporación de la filial Emel Sur S.A. a la primera, con un aumento de capital social por MM\$ 2.399, correspondientes a la emisión de 806.906 acciones de pago, serie única, sin valor nominal a enterarse y pagarse con el aporte en dominio, por igual suma, de la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A.

A consecuencia de ésta fusión, en Sesión Extraordinaria de Directorio de CGE DISTRIBUCIÓN, de fecha 24 de mayo de 2013, se acordó poner dichas acciones a disposición de los accionistas de Emel Sur S.A. incorporados a CGE DISTRIBUCIÓN, cuya emisión fue inscrita en el Registro de Valores de la SVS con el N°979, de fecha 10 de julio de 2013. Esto se efectuó mediante un canje de acciones, a partir del día 14 de agosto de 2013, con lo cual se entendió enterado el aumento de capital de MM\$ 2.399, equivalente a las 806.906 acciones.

A partir de esta fusión, CGE DISTRIBUCIÓN queda con el control directo de las filiales de la disuelta Emel Sur S.A., la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A y de la Empresa Eléctrica de Talca S.A.

Participación en Asociación Gremial

Durante 2013, CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales EMELECTRIC y EMETAL continuaron 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:

- Análisis y elaboración de propuestas de perfeccionamiento del mecanismo de licitaciones para el suministro asociado a clientes sujetos a fijación de precios.
- Coordinación de procesos de licitación conjuntos efectuados por las empresas distribuidoras.
- 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 Precios 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.
- Participación en discusión previa a la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Participación en discusión previa a la promulgación de la Ley de ERNC.
- Participación en la discusión relacionada con el borrador de Reglamento para los Procesos de Licitaciones Públicas Anuales de bloques de energía provenientes de MGNC.
- 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).
- Participación en diversos talleres organizados por la asociación y en actividades de intercambio con otras asociaciones gremiales.

Ámbito de Negocios

CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales 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 setecientos dieciocho mil doscientos veintiocho clientes, tanto regulados como libres.

En 2013, la sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios.

Durante el 2013 la sociedad tiene tres proveedores que representan más del 10% de sus costos de venta; Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A. y AES Gener S.A..

En el siguiente cuadro se ilustran las cifras más relevantes a diciembre de 2013:

	CGE DISTRIBUCIÓN	EMELECTRIC- EMETAL	Total
Líneas de media tensión (km)	10.593	11.627	22.220
Líneas de baja tensión (km)	14.700	6.908	21.608
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	2.336	317	2.653
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	2.073	488	2.561
Energía vendida (GWh)	7.375	1.313	8.688
Clientes	1.434.052	284.176	1.718.228

Política de Inversión

Durante el año 2013 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.

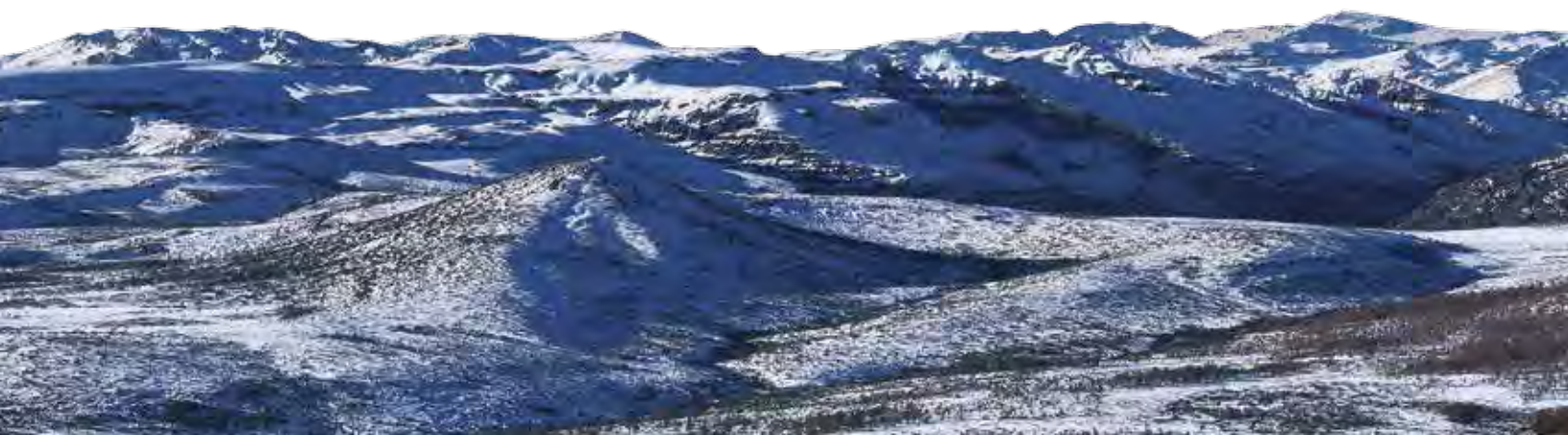
Estas inversiones alcanzaron un monto total de MM\$ 24.067, de los cuales MM\$ 18.596 corresponden a CGE DISTRIBUCIÓN y MM\$ 5.471 a sus filiales EMELECTRIC y EMETAL, destinados a obras de electrificación, ampliación y mejoramiento, equipamiento, renovación de instalaciones y control de pérdidas eléctricas.

Política de Financiamiento

Durante el año 2013 se ha recurrido a distintas fuentes de financiamiento que incluyen préstamos bancarios, bono 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:

- El 24 de octubre 2013 se realizó la colocación del Bono serie E por MM\$ 92.643, con una tasa de colocación de 3,89% y a un plazo de 21 años. La clasificación de riesgo se mantuvo en AA+ (Feller Rate) y F1+/ A+ (cl) (Fitch Rating).
- 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.



- CGE DISTRIBUCIÓN prepagó deuda con Banco CorpBanca MM\$ 23.176, Banco Itaú MM\$ 10.313 (50% del crédito), Banco BICE MM\$ 13.009 (60% del crédito) y Banco BBVA MM\$ 24.772.
- EMELECTRIC pagó préstamo bancario por MM\$ 15.859 con el Banco Scotiabank.
- Se prorrogaron préstamos bancarios por MUF 666 con Banco Santander y por MM\$ 20.000 con Banco BBVA.
- Novación de CGE DISTRIBUCIÓN a EMELECTRIC del préstamo Santander (MUF 666 más intereses adeudados equivalente a MUF 4).

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, y sus filiales CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL, han operado con un contrato de cuenta corriente mercantil con su matriz CGE, lo que ha significado movimientos de más de MM\$ 900.000 con CGE DISTRIBUCIÓN y MM\$ 170.000 de EMELECTRIC y EMETAL.

Factores de Riesgo

CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales EMELECTRIC y EMETAL 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 ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, 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 el último tiempo, 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 la oferta de energía, en sus precios y en la confiabilidad del sistema eléctrico.

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

Por otra parte, la normativa ha clasificado a los clientes finales 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 2013, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos, el abastecimiento de los clientes sujetos a fijación de precios de CGE DISTRIBUCIÓN es efectuado por Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A., Campanario Generación S.A., Eólica Monte Redondo S.A., Eléctrica Diego de Almagro S.A., Eléctrica Puntilla S.A., AES GENER S.A. y ELECTRICA PANGUIPULLI S.A., cubriendo las necesidades de la empresa en los próximos años.



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. Posteriormente, durante el año 2013, se han realizado tres licitaciones adicionales, todas las cuales fueron declaradas totalmente desiertas.

Actualmente, se encuentran en elaboración nuevas bases para efectuar una nueva convocatoria con el fin de licitar la energía no adjudicada a la fecha.

Del mismo modo, para abastecer el consumo de sus clientes regulados, EMELECTRIC y EMETAL –filiales de CGE DISTRIBUCIÓN- cuentan con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas a partir del 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., AES GENER S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.

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 comunicaron 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. Adicionalmente, informaron a SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

Mediante Oficio 7230 del 7 de agosto de 2013, SEC determinó que si existen excedentes pertenecientes a las propias distribuidoras deberán emplearse; en otro caso, si existen excedentes de otras distribuidoras deberán emplearse por la distribuidora excedida, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de CNE y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

El 22 de agosto de 2013, ENDESA, PEHUENCHE y SAN ISIDRO presentaron recursos de reclamación en contra del referido Oficio 7230/2013 de SEC en la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales fueron acogidos a tramitación. El 9 de septiembre, la Corte concedió el orden de no innovar solicitada por ENDESA, la cual fue informada por SEC al CDEC-SIC mediante Oficio 8327/2013 del 17 de septiembre de 2013. En esa misma fecha, ENDESA y AES GENER presentaron recursos de protección en contra del oficio, denegando la Corte de Apelaciones las órdenes de no innovar solicitadas.

Actualmente, se encuentran pendientes las sentencias de la Corte de Apelaciones relacionadas con los recursos señalados.

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.

Por otro lado, debe considerarse que CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales EMELECTRIC y EMETAL 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.

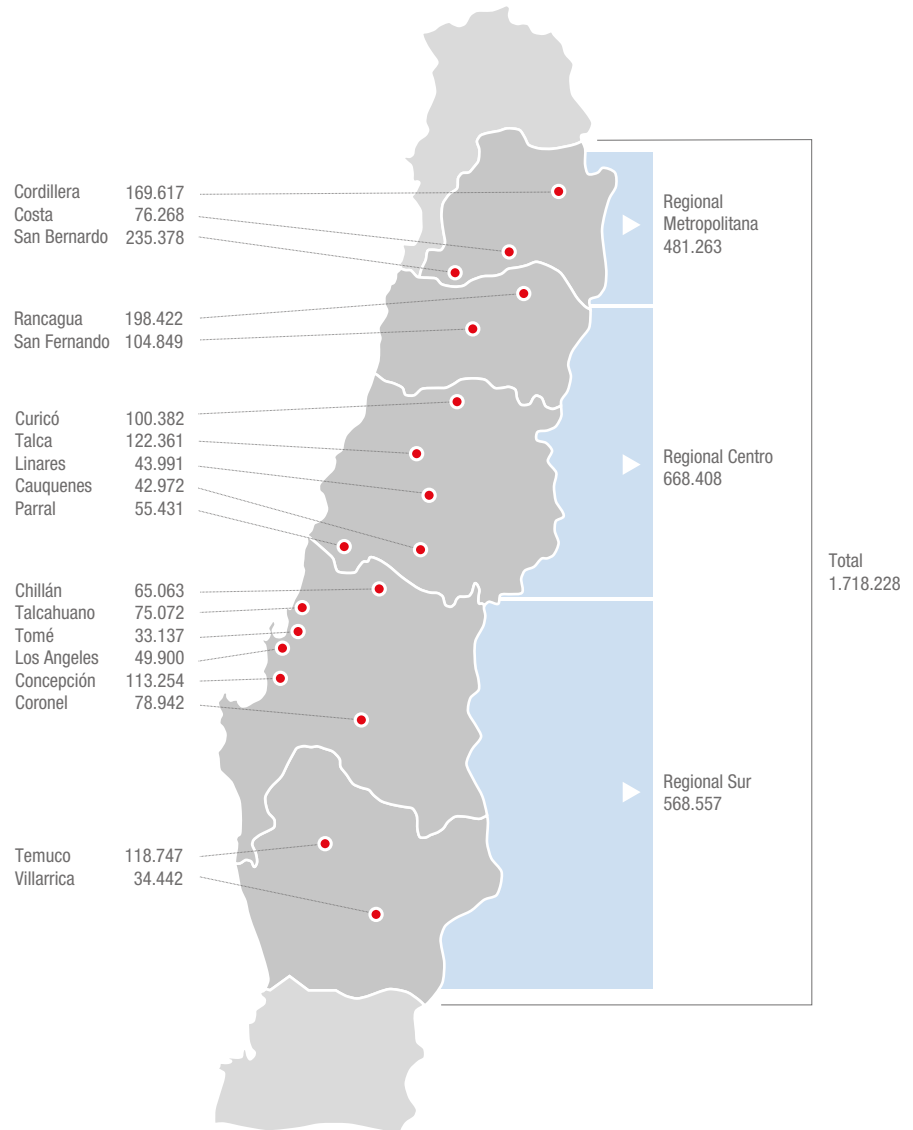
En relación con el riesgo financiero, se debe señalar que el negocio de distribución de energía en que participa CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales EMELECTRIC y EMETAL, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracterizan por la realización de inversiones con un perfil de retornos estables y de largo plazo, 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 sus filiales 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

Durante el 2013 CGE DISTRIBUCIÓN realizó 5 campañas con el objetivo de comunicar y difundir diversos aspectos y temáticas de interés para sus clientes.

Aporte Educativo

a) Campaña de difusión en radios sobre ahorro, seguridad y prevención y boleta.

Con el propósito de fortalecer la comunicación y confianza con nuestros clientes desde agosto a diciembre se realizó una campaña radial para potenciar temas de interés para ellos.

De esta forma, se entregaron consejos prácticos de cómo ahorrar energía en los hogares, prevenir accidentes eléctricos evitando acciones inseguras, y finalmente, información sobre la boleta de nuestra empresa.

b) 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 volantín, como demostraciones del daño que provoca el hilo curado, llamados al auto cuidado y entrega de volantines en oficinas comerciales, colegios y juntas de vecinos.

Asimismo, consideró la realización de una campaña radial que se llevó a cabo en las principales emisoras locales y radio Bío Bío.

c) Campaña de prevención de accidentes asociados al uso de postes y tendido eléctrico.

Durante septiembre y octubre de 2013, en el marco de las elecciones presidenciales, CGE DISTRIBUCIÓN hizo un llamado a las distintas candidaturas, partidos políticos, movimientos sociales y a toda la ciudadanía a no usar las redes de suministro eléctrico para la instalación de 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 para prevenir situaciones que puedan generar graves accidentes, junto con afectar la continuidad de suministro eléctrico.

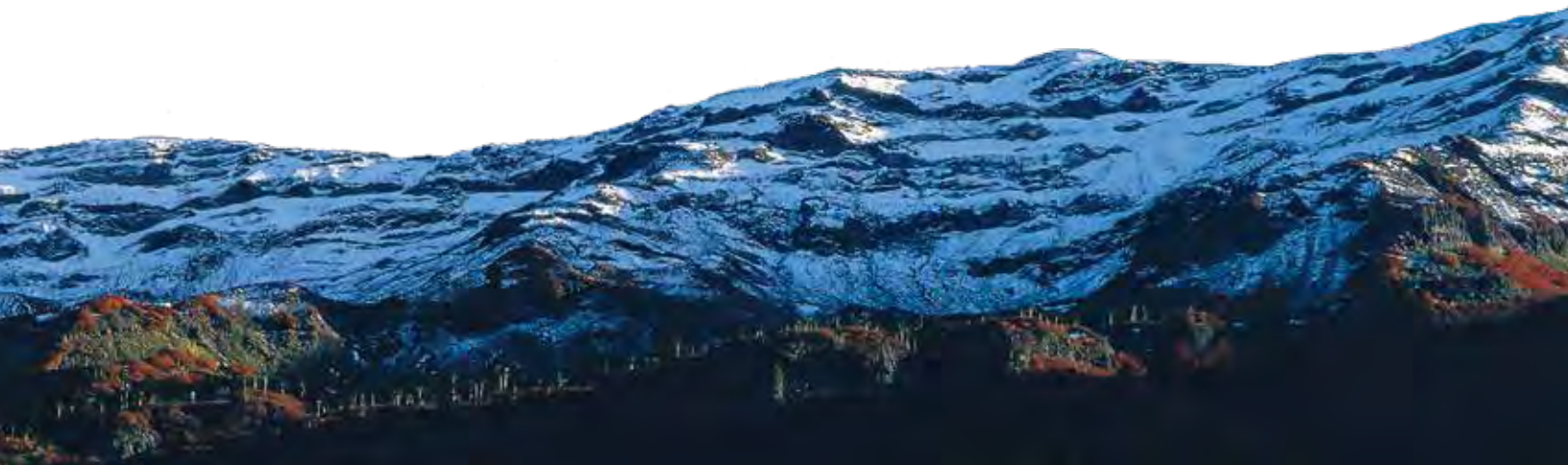
d) Campaña para evitar sobrecarga del sistema eléctrico de los hogares en fiestas de fin de año.

Con el objetivo de velar por la seguridad de las personas y evitar interrupciones de suministro eléctrico, sobre todo en días cercanos a las celebraciones de Navidad y Año Nuevo, CGE DISTRIBUCIÓN lanzó una campaña destinada a difundir consejos de prevención a toda la ciudadanía para evitar la sobrecarga de los circuitos eléctricos en los hogares.

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

Para 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.



Programa de Relacionamento con la Comunidad (PRC)

Con el objetivo de normalizar los procesos en sectores específicos de la zona de concesión de la Región Metropolitana, CGE DISTRIBUCIÓN dio inicio al Programa de Relacionamento con la Comunidad (PRC) en la zona de Bajos de Mena de la comuna de Puente Alto y Sector 1 de la comuna de El Bosque.

Se trata de un programa integral de acción que busca entregar un servicio seguro y confiable a nuestros clientes, a través de la normalización de nuestra operación en la zona.

El programa contempla dos ámbitos de acción: Comercial y de Comunidad.

Ámbito Comercial

Se generó una forma distinta de relacionamiento comercial con el cliente, de acuerdo a la realidad social y económica, con acciones segmentadas. Esto incluyó:

Atención comercial personalizada:

A través de personal externo especialmente capacitado, los clientes fueron visitados en sus hogares, donde se les informó su situación de morosidad, condiciones de regularización y entrega de antecedentes generales del plan

Innovación en recaudación.

Se permitirán abonos o pagos parciales a los clientes. También se habilitaron móviles y módulos fijos de recaudación en lugares cercanos a las villas.

Mejoras en corte, lectura y reparto.

Los procesos de lectura y reparto de boletas se realizaron en compañía de un vecino asignado por cada villa.

Plan especial hurto.

Se realizarán inspecciones técnicas a los servicios y verificar sus medidores para detectar irregularidades en el consumo o en el registro de la energía consumida.

Ámbito Comunidad

Con el objetivo de generar un mayor acercamiento, estrechar lazos y generar mayores grados de confianza con nuestros clientes, se desarrollaron un conjunto de actividades pensadas y orientadas en la comunidad.

De esta manera se realizó un ciclo de 50 talleres educativos relativos a seguridad, ahorro y conocimiento de nuestra boleta en el que participaron 853 vecinos de las comunas de Puente Alto y 440 de la comuna de El Bosque.

Por otra parte, se realizaron un total de 99 mesas de trabajos con dirigentes vecinales donde pudimos establecer comunicación directa con nuestros clientes, manteniéndolos informados de los planes ejecutados en sus villas.

Finalmente, a través de una asociación con la Fundación Ganamos Todos se realizaron 12 jornadas deportivas donde participaron más de 2.700 niños.

En cada uno de estos encuentros los niños, niñas y jóvenes pudieron disfrutar de talleres de fútbol, juegos y un mini campeonato, que finalizó con las respectivas entregas de diplomas.

Misión Noche Buena (MNB)

En su decimocuarta versión CGE DISTRIBUCIÓN, junto a EMELECTRIC y EMETAL, trabajaron estrechamente con los colaboradores y comunidad, logrando reunir más de 1.700 cenas de Navidad, las que fueron distribuidas desde la Región Metropolitana hasta la Araucanía.

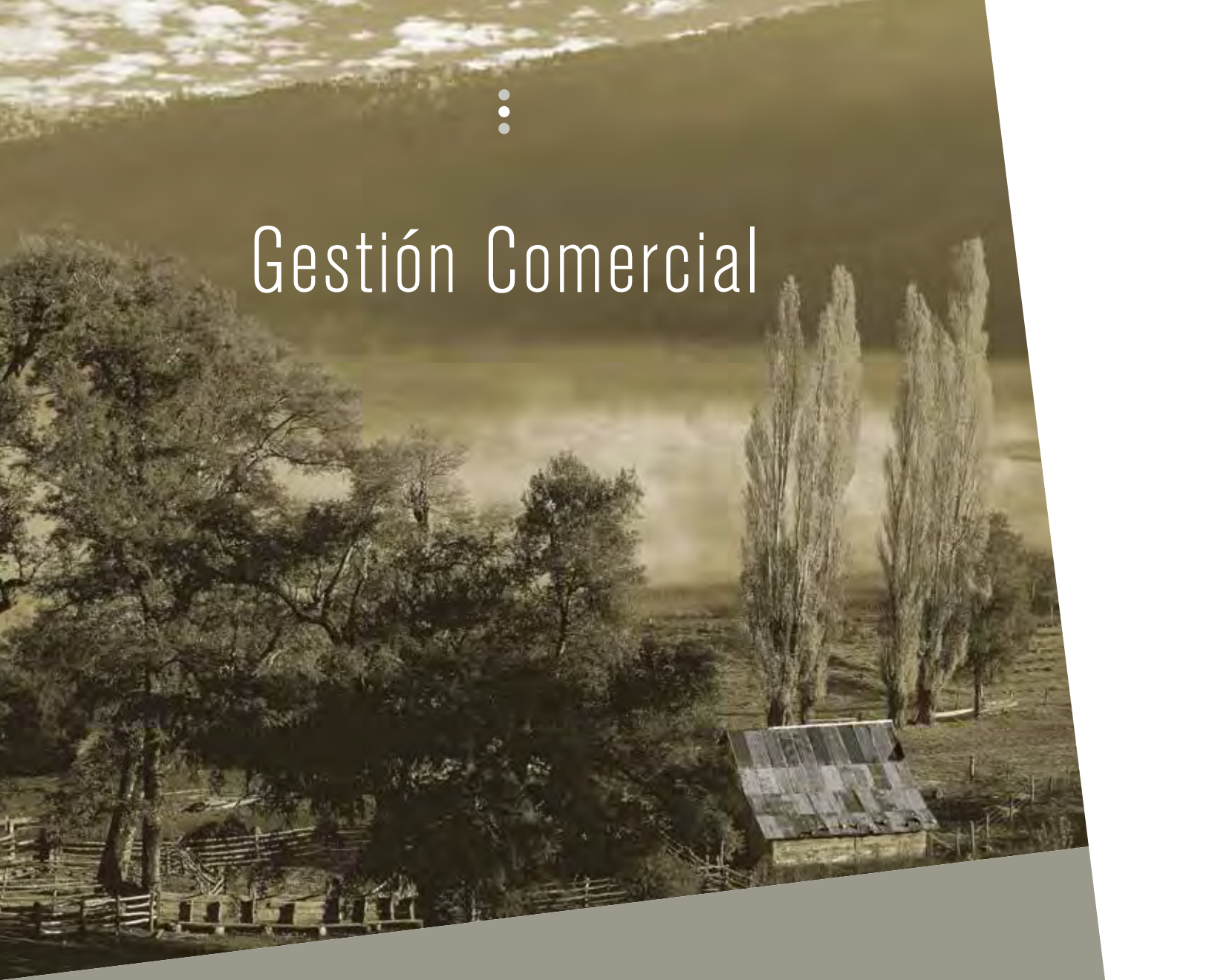
Este año, al igual que el anterior, colaboradores de CGE DISTRIBUCIÓN de zonas como la Región Metropolitana y La Araucanía, se sumaron a la labor de voluntariado, apadrinando a familias que luego recibieron esta cena en compañía de sus seres queridos.

Misión Noche Buena, es una iniciativa solidaria impulsada por la Fundación CGE, que tiene por objetivo reunir fondos para entregar cajas de Navidad a familias de escasos recursos de toda la zona de concesión del Grupo de Empresas CGE. De esta manera, se gestiona a través de una gran red solidaria que integra a colaboradores, Iglesia Católica y comunidad.





Gestión Comercial



MEMORIA ANUAL

2013

GESTIÓN COMERCIAL

Ventas y Crecimiento

En el año 2013 la energía vendida fue 8.688 GWh lo que representa un incremento de 4,7% respecto a la registrada el año 2012 en base comparable. Del total de energía vendida, 7.375 GWh corresponden a CGE DISTRIBUCIÓN y 1.313 GWh a sus filiales EMELECTRIC y EMETAL.

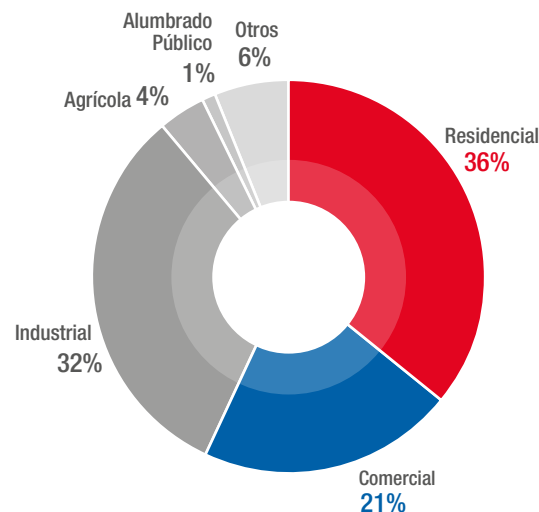
Mercado y Principales Clientes

El mercado actualmente atendido por CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales 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 2013 ésta alcanzó los 8.688 GWh.

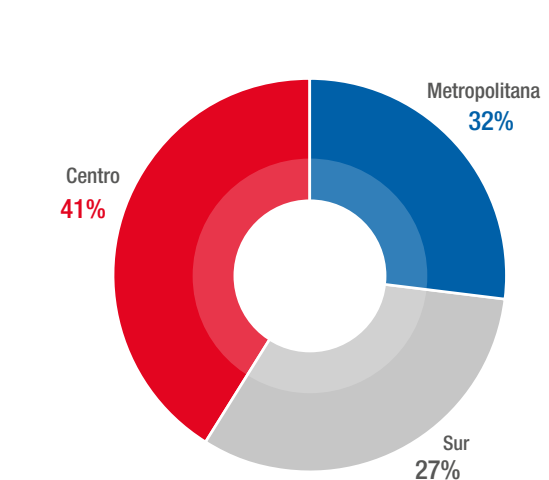
Año	Energía vendida (GWh)	Demanda máxima en horas punta (MW)	Cientes al 31 de diciembre (miles)
2001	2.929	571	630
2002	3.077	601	658
2003	3.334	641	680
2004	3.557	664	702
2005	5.338	921	1.047
2006	5.695	954	1.081
2007	6.493	1.106	1.214
2008	6.364	1.040	1.249
2009	6.362	1.030	1.280
2010	6.447	1.112	1.311
2011	6.714	1.121	1.355
2012*	8.300	1.354	1.668
2013*	8.688	1.473	1.718

(*) Considera CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales EMELECTRIC y EMETAL.

Energía Física Vendida por Actividad año 2013

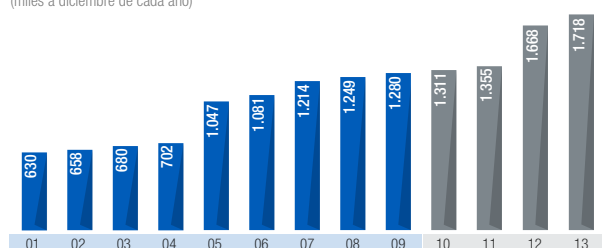


Energía Física Vendida por Regional año 2013



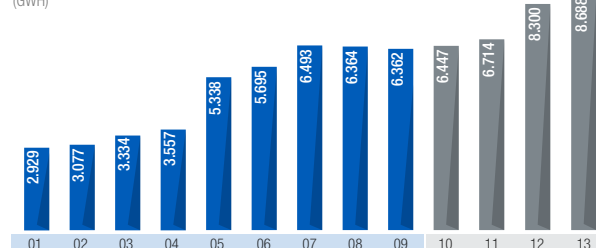
Cantidad de Clientes

(miles a diciembre de cada año)



Energía Vendida

(GWh)



Por otra parte, la energía comprada en el nivel de media tensión alcanzó los 9.562 GWh, con un aumento de 4,8% respecto del año 2012. El total de energía comprada se conforma por 8.119 GWh correspondientes a CGE DISTRIBUCIÓN y 1.444 GWh de sus filiales EMELECTRIC y EMETAL. Las pérdidas de energía de CGE DISTRIBUCIÓN en conjunto con EMELECTRIC y EMETAL fueron de 7,97%, medidas respecto de la energía ingresada en el sistema de distribución, mostrando una disminución de 0,14% respecto al año 2012.

La competencia que enfrenta en sus zonas de concesión CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales EMELECTRIC y EMETAL 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 10% 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 1,27% del total de la facturación anual. Por lo tanto, existe una importante atomización de la cartera de clientes.

Modificaciones a la Estructura de la Gerencia Comercial

Considerando los focos estratégicos y desafíos de la Compañía, se modificaron dentro de la Gerencia Comercial las estructuras del área de Venta de Productos y Servicios y la de Gestión de Reclamos.

En el área de ventas, el equipo dirigido por el Jefe Ventas a Grandes Clientes Metropolitana se dividió en dos equipos zonales, asimilándose a la estructura de las otras Gerencias Regionales. En tal sentido, se conformó un equipo liderado por el Jefe Ventas a Grandes Clientes Cordillera y el otro por el Jefe Ventas a Grandes Clientes Costa. Este cambio busca fortalecer la atención de los clientes de esta cartera, mejorando la calidad de servicio y respuesta a sus requerimientos.

En el área de reclamos, se centralizaron los equipos de trabajo en las regionales y cada uno de ellos es liderado por un Supervisor Gestión de Reclamos, quienes dependen del Jefe del Departamento Gestión de Reclamos. Adicionalmente, los equipos pasaron de estar conformados por asistentes a analistas de reclamos. Este cambio busca avanzar en la eficiencia operacional, mejorar la productividad y entregar una mejor respuesta en calidad y tiempo a nuestros clientes.

Negociación Contrato de Suministro Clientes Libres

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

Entre las negociaciones destacadas durante el año 2013, cabe mencionar la incorporación de Sociedad Rentas Falabella S.A. como un nuevo suministro eléctrico de cliente libre en la localidad de Rancagua y la renovación del contrato con Empresas de Ferrocarriles del Estado hasta el 31 de diciembre de 2014, con cláusula de prórroga anual.

Productos y Servicios

Durante el año 2013 el foco de los equipos de venta estuvo en generar eficiencias en las etapas de elaboración de proyectos y construcción de obras, priorizando el cumplimiento de los compromisos de plazo y calidad establecidos con nuestros clientes. Junto con la eficiencia, la focalización en la comercialización de productos y servicios asociados al negocio de la distribuidora eléctrica, permitió sobrepasar el margen respecto al periodo anterior en MM\$ 862, lo que significa una variación de 23%.

Calidad de Servicio y Orientación al Cliente

Durante el 2013, los esfuerzos se concentraron en mejorar los estándares de espera en oficinas y de atención a través de call center. Lo anterior mejorando la implementación de autoconsultas del año 2012, permitiendo al cliente ver su nombre, dirección y fecha de corte al momento de la consulta, siendo apoyados por anfitrionas en las principales oficinas comerciales y con la implementación de un IVR comercial, que permite autoatención a nuestros clientes al llamar a nuestro fono cliente, entregando deuda total, fecha de vencimiento y fecha de corte, al ingresar el número de cliente. Así también se desarrollaron distintas mejoras en el sistema comercial que hicieron mejorar los tiempos de atención y de espera, tales como: pantalla resumen, consolidador de convenios, gestión de presentaciones, entre otros.

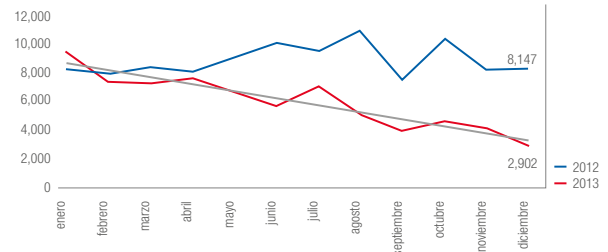
Por otra parte, en octubre de 2013 concluyó el quinto estudio de lealtad y satisfacción de clientes. Esta encuesta, al igual que en años anteriores, consiste en un estudio cuantitativo-descriptivo, sobre los 5 principales puntos de contacto y mide la percepción de nuestros clientes sobre aspectos de calidad y su lealtad hacia la compañía.

Los resultados de esta encuesta de calidad de servicio 2013 mostraron una mejora en el indicador de lealtad neta de los clientes de CGE DISTRIBUCIÓN de un 7,7% a un 14,4%, es decir una mejora de 6,7 puntos, que corresponde a una variación mayor que la experimentada el año anterior (3,3 puntos). Esto se explica principalmente por una mejor evaluación en el proceso de atención en oficinas comerciales, facturación y recaudación, corte y reposición y servicio de emergencia.

Gestión de Reclamos

En CGE DISTRIBUCIÓN los reclamos del año 2013 disminuyeron en un 33% en relación al año anterior, lo cual refleja una mejora en nuestros procesos, impactando esto principalmente en la calidad de servicio entregada a nuestros clientes.

Evolución Reclamos



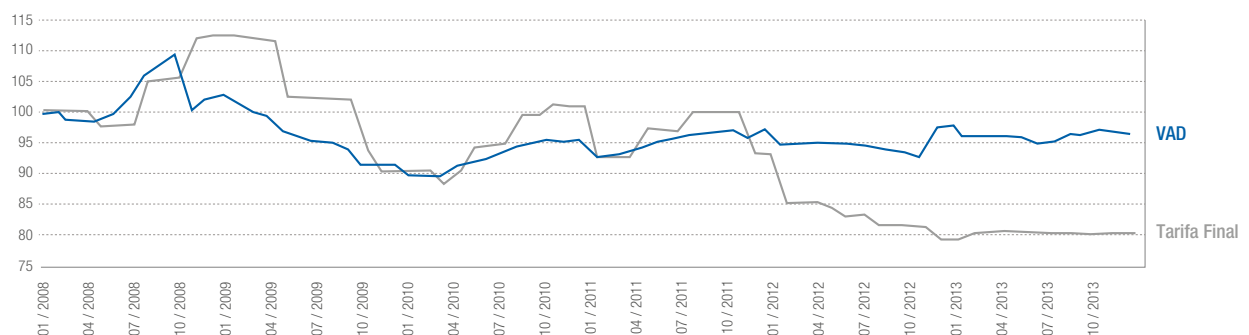
Por otra parte durante el mes de diciembre se llevó a cabo la implementación del nuevo sistema de reclamos, con el objetivo de estandarizar proceso de atención a reclamos en las distribuidoras y mejorar la información de los clientes.

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 1T de 2012 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013, pero con vigencia a contar del 4 de noviembre de 2012.

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

Evolución nominal de tarifa regulada y del valor agregado de distribución (VAD) Base enero 2008



año 2013, fue publicado el Decreto N° 1-2013 del Ministerio de Energía, con vigencia a contar del 1 de noviembre de 2012; encontrándose pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios con vigencias desde el 1 de enero de 2013, 1 de mayo de 2013 y 1 de noviembre de 2013.

Por otro lado, el 9 de abril de 2013 fue publicado el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan los precios de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional, para el cuatrienio 2011-2014, con vigencia a contar del 1 de enero de 2011. Aún se encuentran pendientes de publicación los decretos de precios de nudo promedio que permitirán traspasar dichos precios a las cuentas de los clientes finales sujetos a fijación de precios.

Así, durante el presente periodo, tomando en cuenta las consideraciones anteriores, las cuentas promedio de los clientes sujetos a fijación de precios atendidos por CGE DISTRIBUCIÓN y sus filiales EMELECTRIC y EMETAL experimentaron un incremento del 0,6%, el que se explica fundamentalmente por un incremento de los precios de generación y transmisión del 1,1% y una reducción del valor agregado de distribución que alcanzó a 0,9%.

Plan de Control de Pérdidas de Energía

Durante el año 2013 se desarrolló el plan de disminución de pérdidas de energía, que permitió reducir el índice de pérdidas de CGE DISTRIBUCIÓN en conjunto con EMELECTRIC y EMETAL desde un valor de 8,11% a diciembre 2012 a un valor de 7,97% a diciembre 2013. Se logró la configuración de 13.937 casos de condiciones irregulares con una recuperación de energía que alcanzó a 68 GWh por concepto de consumos no registrados y una mayor facturación estimada de 19 GWh asociada a los servicios regularizados. El plan aportó un ingreso por concepto de consumos no registrados de MM\$ 3.794 durante el año.

En CGE DISTRIBUCIÓN se mantuvo un nivel de actividades en terreno similar al año anterior, adicionando los siguientes planes para identificar y reducir las pérdidas por hurto y/ o administrativas.

1. Medición de pérdidas sectorizadas en puntos específicos, de alto nivel de pérdidas, que permitió generar acciones de mitigación y su correspondiente seguimiento.
2. Ejecución de servicio de auditorías administrativas a distancias para clientes telemedidos trifásicos de alto consumo, sistema que permite detectar anomalías en el registro de consumos.

Gestión de Cobranza

Durante el año 2013 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 deudores por tipo de cliente, monto y antigüedad de la morosidad.

Adicionalmente, para este periodo se implementó un plan de cobranza judicial, el cual permite agotar todas las instancias prudenciales de cobro. Dicho plan en su primera instancia se focalizó a los clientes que mantiene morosidad superior a 180 días de vencimiento y que son contribuyentes de primera categoría.

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 5,1% el saldo de deudores por venta, respecto a igual periodo del año anterior, alcanzando un saldo de MM\$ 137.583 al 31 de diciembre de 2013.





⋮

Gestión Regulatoria

MEMORIA ANUAL

2013

El marco regulatorio que norma la actividad principal de CGE DISTRIBUCIÓN y de sus filiales 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 (MINENERGÍA), 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 2013, CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL presentaron a SEC la información del proceso de Aumentos y Retiros de sus instalaciones de distribución correspondientes al año 2012.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 1122 del 30 de abril de 2013, 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° 1122-2013, ya referida.

Costos de Explotación

Mediante Resolución Exenta N°2282 del 10 de diciembre de 2013, SEC fijó los costos de explotación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución, correspondientes al ejercicio del año 2012.

La fijación efectuada por la autoridad se tradujo en una reducción del 2,6% en el valor presentado por CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL y del 3,3% 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 2012, 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° 2282-2013.

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.

El 2 de abril de 2013 fue publicado el decreto 1T/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios efectuados por las empresas distribuidoras.

Fijación de Peajes de Distribución

El 27 de septiembre fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 2T/2013, mediante el cual se fija peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución.

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 el año 2012 se dio inicio a dicho proceso de fijación.



Así, en virtud de lo establecido en el artículo 13° del Reglamento, el 21 de diciembre de 2012 CNE informó la publicación del “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, elaborado por el consorcio SYNEX - MERCADOS ENERGÉTICOS.

El 11 de enero de 2013, las empresas distribuidoras presentaron sus observaciones al estudio elaborado por el consultor.

El 21 de febrero de 2013, en virtud de lo establecido en el artículo 15° del Reglamento para la Fijación de Precios de los Servicios No Consistentes en Suministro de Energía, CNE comunicó la publicación del Informe Técnico “Fijación de fórmulas tarifarias de servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución de electricidad”.

En conformidad con lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento, el 7 de marzo de 2013, las empresas distribuidoras notificaron sus discrepancias a CNE, y el 28 de marzo de 2013, presentaron dichas discrepancias al Panel de Expertos.

El 13 de mayo de 2013, el Panel de Expertos emitió sus dictámenes respecto de las discrepancias presentadas por las empresas distribuidoras, en el marco del proceso de fijación de precios de servicios asociados.

El 8 de octubre de 2013, CNE hizo entrega del Informe Técnico elaborado con posterioridad a los dictámenes del Panel de Expertos.

Hasta la fecha, el decreto de fijación correspondiente se encuentra pendiente de publicación.

Déficit de Energía Contratada de las Empresas Emel-Sic

En junio de 2008, las empresas EMEL-SIC (ELECDA, EMELAT, EMELECTRIC y EMETAL) presentaron a CNE una propuesta de Bases de Licitación para satisfacer los requerimientos de energía que se presentarían a contar del año 2012. En el marco del proceso de licitación iniciado con la presentación de las referidas bases, CNE instruyó la postergación para el año 2015 de la fecha de inicio del suministro licitado.

Las empresas EMEL-SIC requirieron a CNE que defina los mecanismos, forma, procedimiento o acciones destinadas a cubrir dichos suministros, instruyendo el modo y oportunidad para utilizarlos, con el objeto de asegurar la contratación de energía y potencia necesaria para cubrir los déficits proyectados.

Paralelamente, las empresas realizaron diversas gestiones con el objeto de aplicar el mecanismo de transferencias de excedentes, las cuales resultaron infructuosas.

Así, en el mes de diciembre de 2012, se presentó un déficit de aproximadamente 95 GWh en la energía contratada por las empresas EMEL-SIC, lo que, en enero de 2013, fue informado a CNE, SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

El 15 de enero de 2013, el CDEC-SIC solicitó a SEC su pronunciamiento respecto de la asignación de los consumos de clientes regulados sin contrato de suministro.

Posteriormente, el 18 de enero, el CDEC-SIC envió a las empresas generadoras y a las empresas EMEL-SIC el cuadro de pagos que en forma provisoria debían realizar las distribuidoras por sus consumos sin contrato de suministro. El 21 de enero, las empresas EMEL-SIC hicieron presente al CDEC-SIC que no corresponde efectuar esos pagos provisorios, pues carecen de causa y título, es decir, se trata de obligaciones o deudas inexistentes, siendo en consecuencia, improcedente su cobro.

Durante el mes de febrero de 2013 -ya conocido los excedentes de energía contratada por el resto de distribuidoras del sistema, los cuales alcanzaron aproximadamente 1.800 GWh- nuevamente las empresas EMEL-SIC realizaron gestiones para transferir dichos excedentes, las que resultaron estériles ante la negativa de todos los generadores involucrados.

Posteriormente, mediante diversos oficios, de fecha 7 de marzo de 2013, SEC hizo llegar diversas denuncias de generadores (ENDESA, COLBÚN, PACIFIC HYDRO, NORVIND, SGA, MAINCO, LOS ESPINOS, ENERGY PARTNERS, LA CONFLUENCIA, PEHUENCHE, LICÁN, PETROPOWER). SEC instruyó informar y remitir todos los antecedentes que avalen el actuar denunciado.

El 22 de marzo las empresas EMEL-SIC dieron respuesta a esos oficios. Fundada en que, a su juicio, existen suficientes antecedentes para estimar que el actuar de las empresas reviste el carácter de infracción a la normativa vigente, mediante diversas resoluciones del 3 de julio de 2013, SEC formuló cargos a las empresas EMEL-SIC por incumplimiento del artículo 131° de la Ley, el cual establece que las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años, para lo cual deberán licitar el suministro necesario.

El 25 de julio, las empresas EMEL-SIC presentaron los descargos correspondientes.

Por otra parte, mediante Oficio 7230 del 7 de agosto de 2013, SEC respondió la consulta efectuada por el CDEC-SIC en enero de 2013, concluyendo que:

- Si existen excedentes pertenecientes a las propias distribuidoras deberán emplearse.
- En otro caso, si existen excedentes de otras distribuidoras deberán emplearse por la distribuidora excedida, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de CNE y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad. Todo costo adicional para disponer de la energía en un determinado punto de retiro que provenga de transferencias de excedentes entre distribuidoras, deberá ser asumido por la distribuidora excedida.
- Todo costo adicional para disponer de la energía en un determinado punto de retiro que se origine en transferencias de excedentes entre distribuidoras, deberá ser sometido a procesos de reliquidación por el CDEC.
- Entendiendo que los suministros demandados durante el mes de diciembre de 2012 fueron abastecidos dando origen a un proceso de facturación que resulta incompatible con las reglas descritas anteriormente, el CDEC-SIC deberá proceder a reliquidar las energías suministradas, sin perjuicio de la eventual responsabilidad administrativa de las distribuidoras.

El 22 de agosto de 2013, ENDESA, PEHUENCHE y SAN ISIDRO presentaron recursos de reclamación en contra del referido Oficio 7230/2013 de SEC en la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales fueron acogidos a tramitación.

El 9 de septiembre, la Corte concedió la orden de no innovar solicitada por ENDESA, la cual fue informada por SEC al CDEC-SIC mediante Oficio 8327/2013 del 17 de septiembre de 2013.

En esa misma fecha, ENDESA y AES GENER presentaron recursos de protección en contra del oficio, denegando la Corte de Apelaciones las órdenes de no innovar solicitadas.

Actualmente, se encuentran pendientes las sentencias de la Corte de Apelaciones relacionadas con los recursos presentados por las empresas generadoras señaladas precedentemente.

Licitaciones de Suministro de CGE DISTRIBUCIÓN

Ante los incumplimientos por parte de CAMPANARIO GENERACIÓN S.A. -empresa con la cual CGE DISTRIBUCIÓN suscribió un contrato de suministro en el año 2009- de los pagos por los retiros de energía asociados a los balances de inyecciones y retiros elaborados por el CDEC-SIC, SEC, mediante Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011 y sus modificaciones posteriores, instruyó la suspensión de la calidad de participante de esa empresa en dichos balances y el abastecimiento íntegro y en todo momento, por parte de las empresas que integran el CDEC-SIC, de los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encontraban asociados al referido contrato.

En este contexto, durante el año 2012 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, 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.



Del mismo modo, durante el año 2013, CGE DISTRIBUCIÓN realizó 3 licitaciones adicionales, cuyas bases fueron aprobadas por CNE mediante sus Resoluciones Exentas N° 92 del 26 de febrero de 2013, N° 280 del 13 de mayo de 2013, N° 610 del 3 de octubre de 2013/2013, todas las cuales fueron declaradas desiertas en su totalidad.

Actualmente, se encuentra en tramitación las bases de un nuevo llamado de licitación.

Licitaciones Conjuntas de Suministro

El 17 de junio, mediante Resoluciones Exentas N° 356 y N° 466, CNE aprobó las bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013/01. Lo mismo hizo, mediante Resolución Exenta N° 357, CNE aprobó las bases de los procesos LICITACIÓN SIC 2013/01 y LICITACIÓN SIC 2013/02.

En dichos procesos se contempló la energía requerida por el conjunto de las empresas distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Central, siendo designada CGE DISTRIBUCIÓN empresa responsable del proceso.

El proceso LICITACIÓN SIC 2013/01 contempló un Bloque de Suministro por el periodo desde noviembre de 2013 hasta diciembre de 2024, mientras que el proceso LICITACIÓN SIC 2013/02, consideró un Bloque de Suministro por el periodo desde enero de 2016 hasta diciembre de 2018.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 466 del 26 de julio de 2013, CNE aprobó una nueva versión de bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013/01, incluyendo algunas modificaciones.

Mediante carta del 30 de agosto, CNE comunicó la necesidad de introducir ciertas adecuaciones al proceso LICITACIÓN SIC 2013/01, a fin de generar condiciones más favorables y competitivas, para el suministro de los consumidores regulados de las concesionarias de servicio público de distribución, modificando la fecha de inicio del bloque licitado para el día 1 de diciembre de 2013. La nueva versión de las bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013-01 fueron aprobadas mediante Resolución Exenta N° 548 del 4 de septiembre de 2013.

Por otro lado, el 24 de septiembre, mediante Resolución Exenta N° 590 de fecha 24 de septiembre de 2013 fue aprobada una nueva versión de bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013/02, modificando fundamentalmente su cronograma.

Así, en el marco del proceso LICITACIÓN SIC 2013/01, el 20 de noviembre de 2013 se realizó la recepción de ofertas. Ese mismo día, se realizó el acto de apertura de las ofertas administrativas y, posteriormente, el 28 de noviembre se realizó el acto de apertura de las ofertas económicas.

El día 29 de noviembre de 2013, como resultado de la evaluación económica efectuada, se adjudicó el 78% de la energía requerida a Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.

En virtud de lo anterior y por no encontrarse cubierta la totalidad de la demanda licitada, en esa misma fecha la licitación fue declarada parcialmente desierta.

Después, mediante carta CNE N° 463 del 9 de diciembre de 2013, CNE solicitó principalmente:

- El envío de una propuesta de bases para un nuevo proceso LICITACIÓN SIC 2013/03, contemplando un Bloque de Suministro que se inicie aproximadamente en septiembre del año 2014 y termine en diciembre de 2025.

El suministro debe estar conformado por la energía no adjudicada en el proceso LICITACIÓN SIC 2013/01 y por los requerimientos de las distribuidoras para el periodo indicado, hasta alcanzar un volumen máximo de 5.000 GWh.

La fecha de llamado debe ser durante el mes de diciembre de 2013 y la fecha de presentación de ofertas durante el mes de agosto del año 2014.

- El envío de una propuesta de modificación de las bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013/02, contemplando la adecuación del volumen a licitar en el proceso LICITACIÓN SIC 2013/03 y manteniendo la fecha de término de suministro en el mes de diciembre del año 2018.

La fecha de presentación de ofertas debe ser en septiembre del año 2014.

Mediante Resolución Exenta N° 789 del 13 de diciembre de 2013, CNE aprobó la modificación de las bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013/02. Del mismo modo, mediante Resolución Exenta N° 790 del 13 de diciembre de 2013, CNE aprobó las bases del proceso LICITACIÓN SIC 2013/03.



Tarificación de Sistema Troncal

El artículo 85° de la Ley Eléctrica establece que 3 meses antes de la publicación de las bases preliminares de los estudios vinculados a la fijación tarifaria de los sectores de transmisión troncal, CNE debe abrir un proceso de registro de instituciones y usuarios, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio, lo que se materializó mediante Resolución Exenta N° 360, publicada en el Diario Oficial el 24 de junio de 2013.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 591 del 24 de septiembre de 2013, CNE aprobó las Bases Técnicas y Administrativas Preliminares para la realización del estudio de transmisión troncal. Luego, mediante Resolución Exenta N° 702 del 7 de noviembre de 2013, CNE aprobó las Bases Definitivas para la realización del Estudio de Transmisión Troncal, considerando lo establecido en su Resolución Exenta N° 703 de esa misma fecha, en la que aprobó la fundamentación a la aceptación parcial o al rechazo de las observaciones efectuadas a las Bases Preliminares por los participantes y los usuarios e instituciones interesadas.

Las discrepancias presentadas al Panel de Expertos por algunas de las empresas participantes, en relación con las Bases Definitivas aprobadas por CNE, fueron resueltas mediante el Dictamen N°18 de 13 diciembre de 2013 de dicho organismo.

Así, mediante Resolución Exenta N° 800 del 17 de diciembre de 2013, CNE aprobó las Bases Técnicas y Administrativas Definitivas para la Realización del Estudio de Transmisión Troncal, considerando lo dispuesto por el Panel de Expertos.

Por otro lado, el 3 de octubre de 2013 fue publicada en el Diario Oficial la Resolución Exenta N° 601 de CNE, en la cual se establece la proporción y el monto que deberá recaudarse de cada participante por concepto del costo total del Estudio de Transmisión Troncal. Además, se establece como costo total del estudio la suma de \$685 millones, compuesta por la suma total del presupuesto asignado al estudio, que asciende a \$650 millones y los demás costos inherentes al proceso de licitación que se estiman en \$35 millones.

Adicionalmente, mediante Resolución Exenta N° 745, de fecha 27 de noviembre, CNE declaró constituido el registro de empresas consultores preseleccionadas para la realización del Estudio, el cual está conformado por los consorcios CESI-ENERGÉTICA-SYSRED y MERCADOS INTERCONECTADOS.

Finalmente, mediante carta CNE N° 447/2013, de fecha 2 de diciembre de 2013, y de acuerdo a lo establecido en el artículo 26° del Reglamento que Fija el Procedimiento para la realización del Estudio de Transmisión Troncal, CNE solicitó el envío de los patrocinios para la designación de los integrantes del Comité de Licitación, Adjudicación y Supervisión del Estudio. Posteriormente, en su Resolución Exenta N° 791, de fecha 13 de diciembre de 2013, CNE aprobó la constitución de dicho Comité.

Tarificación de Sistemas de Subtransmisión

El 9 de abril de 2013 fue publicado el Decreto 14-2012 de MINENERGÍA, mediante el cual se fijan tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, para el cuatrienio 2011-2014, con vigencia a contar del 1 de enero de 2011.

Por otro lado, la Ley Eléctrica establece que 3 meses antes de la publicación de las bases preliminares de los estudios vinculados a la fijación tarifaria del segmento de subtransmisión, CNE debe abrir un proceso de registro de instituciones y usuarios, los que tendrán acceso a los antecedentes y resultados del estudio.

Así, mediante Resolución Exenta N° 540 del 2 de septiembre de 2013, CNE declaró abierto el proceso para formar dicho registro, en el marco de la fijación de tarifas de subtransmisión para el cuatrienio 2015-2018.

Posteriormente, mediante Resolución Exenta N° 754, de fecha 29 de noviembre de 2013, CNE aprobó las Bases Preliminares de los Estudios para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión y, mediante Resolución Exenta N° 773 del 9 de diciembre de 2013, CNE aprobó la lista de consultores seleccionables para la elaboración de los Estudios.

Interconexión SIC-SING

Mediante Resolución Exenta N°20 del 11 de enero de 2013, CNE aprobó el “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Periodo 2012-2013”.

El Plan de Expansión presentado se basa en las propuestas de las direcciones de peajes de cada CDEC y en lo presentado por empresas transmisoras como promotores de los proyectos de expansión. Las empresas participantes del proceso y los usuarios e instituciones interesadas pueden presentar sus discrepancias al Panel de Expertos.

En dicho Plan, se incluyó el proyecto de interconexión del Sistema Interconectado del Norte Grande y del Sistema Interconectado Central, uniendo la S/E Cardones y la S/E Nueva Encuentro 500 kV, considerando tecnología HVDC, una potencia de 1.500 MW y una inversión de aproximadamente US\$ 850 millones.

El 31 de enero de 2013, varias empresas generadoras presentaron discrepancias al Panel de Expertos respecto de la procedencia de incluir el proyecto de interconexión en el “Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Troncal. Periodo 2012-2013”, así como de las características de dicho proyecto. Así, el 14 de marzo, el Panel dictaminó que se debe excluir dicha interconexión del Plan de Expansión Troncal.

Posteriormente, el 9 de julio de 2013, ingresó a la Comisión de Minería y Energía del Senado el proyecto de ley elaborado por el Ejecutivo, para modificar la Ley Eléctrica, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes (Boletín 9022-08), el que fue aprobado el 8 de enero de 2014 por el Congreso.

Así, el 7 de febrero de 2014 fue publicada la Ley 20276, la que establece que:

- El Estudio de Transmisión Troncal podrá incluir como nuevas obras la interconexión de sistemas eléctricos, en cuyo caso se deberá realizar y adjuntar una evaluación que dé cuenta de los impactos económicos que tendría para cada sistema eléctrico por separado.

- MINENERGÍA podrá disponer que CNE incorpore la interconexión entre sistemas eléctricos, cuando ello sea necesario para el mejor funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto. En ese caso, CNE deberá contemplar las instalaciones correspondientes en el Informe Técnico que debe elaborar en base al estudio realizado por el consultor.

- CNE podrá incorporar obras de interconexión en el Plan de Expansión Anual (MINENERGÍA también puede disponer que lo haga), en cuyo caso deberá adjuntar un informe técnico con la justificación técnico-económica y de política pública de las obras propuestas en condiciones equivalentes a las establecidas en el Estudio de Transmisión Troncal.

Compensaciones por Interrupciones Externas

Durante el año 2012, mediante varios Oficios Ordinarios, SEC ordenó a las empresas distribuidoras que procedieran a abonar en las cuentas de los usuarios del servicio las compensaciones a que dan lugar diversas interrupciones generalizadas del suministro cuyo causa tuvo lugar en instalaciones ajenas a los sistemas de distribución de energía eléctrica, procediendo a descontar los montos correspondientes en la facturación más próxima.

Varias empresas distribuidoras del Grupo CGE presentaron diversos recursos en contra de los actos de SEC.

Así, el 4 de abril de 2013, el Tribunal Constitucional rechazó los requerimientos de inaplicabilidad del artículo 16 B de la Ley N° 18.410 presentados por las empresas, señalando que:

- El artículo 16 B establece una carga para las concesionarias en orden a obtener el reembolso de las sumas pagadas por concepto de compensaciones, con el riesgo y dificultades que representa.
- La obligación de la continuidad del suministro pesa sobre las concesionarias, que son contraparte de los usuarios, por lo que éstas deben responder por las interrupciones.



- Al Tribunal no le corresponde elucidar cuestiones sobre conflictos de leyes, ni colmar vacíos ni corregir defectos de las mismas.
- Existiendo un derecho a repetir, sólo podría haber menoscabo en caso que la orden de compensar dada por SEC no permita recuperar lo pagado, sea porque no se identifica a los responsables o porque se hace de tal manera imperfecta, que ellos son absueltos, en definitiva.

Ley de Concesiones Eléctricas

El 14 de octubre de 2013 fue publicada la Ley 20701, mediante la cual se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos en lo relativo al procedimiento para otorgar concesiones eléctricas.

Los principales aspectos contenidos en dicha Ley dicen relación con:

- Reducción de tiempos de tramitación.
- Mejora del proceso de notificaciones.
- Establecimiento procedimientos judiciales sumarios.
- Consideración de la posibilidad de dividir la solicitud de concesión.
- Modificación del procedimiento de tasación de inmuebles.
- Solución de conflictos entre diferentes tipos de concesión.
- Causales de observaciones de forma y relacionadas con la información presentada.
- Causales de oposiciones técnicas.
- Observaciones u oposiciones que no cumplan con el requisito serán desechadas por SEC.
- Alzamiento de medidas precautorias si se caucionan fondos en el tribunal.
- Toma de posesión material de los terrenos y auxilio de la fuerza pública.

Ley de ERNC

El 22 de octubre fue publicada la Ley 20698, mediante la cual se modificó la Ley General de Servicios Eléctricos en lo relativo a la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales.

Las principales modificaciones introducidas son las siguientes:

- Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación de acreditación que la energía retirada haya sido inyectada por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados, será de 5% el año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% desde el año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento de 2% al año 2025 para llegar al 20%.

- MINENERGÍA deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión energía proveniente de MGNC. El mecanismo de licitación será aplicable a contar del año 2015 y sólo podrán participar proyectos que, al momento de publicarse las bases, no se encuentren conectados.

- El bloque a licitar no podrá superar la cuota de energía proveniente de MGNC establecida en la ley.

- El bloque de energía anual a licitar y el precio adjudicado regirán por 10 años consecutivos.

- Se establecerá un precio máximo para la energía igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente, cuyo valor actual neto es igual a cero.

- El CDEC realizará una liquidación mensual del balance de ERNC inyectada:

- Si el ingreso valorizado al costo marginal es mayor al ingreso valorizado al precio licitado, los retiros recibirán la diferencia, hasta un valor de 0,4 UTM/MWh, percibiendo el exceso el generador renovable no convencional.

- Si el ingreso valorizado al costo marginal es inferior al ingreso valorizado al precio licitado, los retiros deberán pagar la diferencia, hasta un valor máximo de 0,4 UTM/MWh.

- En caso que ERNC inyectada sea mayor o igual al bloque comprometido, el excedente se valorizará a costo marginal.

- La energía inyectada correspondiente a bloques adjudicados se empleará para el cumplimiento de la obligación establecida, asignándola a todas las empresas que realicen retiros, a prorrata de los montos de energía retirados mes por cada una de ellas.

- Los planes de expansión de generación de los Sistemas Medianos deberán contemplar proyectos de MGNC, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema.

Reglamento de Precios de Nudo

El 23 de abril de 2013 fue publicado el Decreto 86-2012 de MINENERGÍA, mediante el cual se aprueba el Reglamento para la Fijación de Precios de Nudo.

Dicho Reglamento regula los Precio de Nudo de Corto Plazo, Precio de Nudo de Largo Plazo y Precio de Nudo Promedio.

En términos generales, se tratan principalmente:

- Aspectos temas técnicos y de procedimientos de los procesos de fijación de precios de nudo de corto plazo.

- La metodología para la determinación de valor máximo de las ofertas de las licitaciones de suministro.

- Aspectos relacionados con la indexación de los precios de nudo de largo plazo.

- Aspectos técnicos y de procedimientos de los procesos de fijación de precios de nudo promedio.

Reglamento de CDEC

El 5 de agosto de 2013 fue publicado el Decreto 291-2007 de MINENERGÍA, mediante el cual se modifica el Reglamento de los CDECs.

Las principales modificaciones introducidas dicen relación con:

- La creación de la Dirección de Planificación y Desarrollo.
- Los integrantes del CDEC deberán elegir al miembro que los representará en el Directorio de una terna de candidatos seleccionados y propuestos para el respectivo segmento por una empresa especializada contratada al efecto. A falta de acuerdo, el representante de cada segmento será elegido por mayoría del universo del respectivo segmento.
- En generación y transmisión, las empresas propietarias de instalaciones a través de filiales, coligadas o relacionadas, sólo podrán votar por un único representante.
- Será miembro suplente del Directorio en cada segmento, quien haya obtenido la segunda mayor votación.
- Los miembros titulares y suplentes del Directorio durarán 3 años en su cargo y podrán ser reelegidos en sus cargos por 2 periodos consecutivos.
- En el Directorio, los acuerdos se toman por simple mayoría, salvo para el nombramiento o la remoción del responsable de alguna de las Direcciones y para la aprobación del presupuesto anual, en cuyos casos se requiere un quórum calificado de cuatro de sus miembros.
- Los responsables de las Direcciones serán nombrados por 4 años, de una terna de candidatos seleccionados y propuestos por una empresa especializada contratada al efecto por el Directorio.
- Se establece que todo atraso o prórroga en los plazos informados por generadores, transmisores y clientes libres, para su interconexión al sistema, sólo podrá fundarse en caso fortuito o fuerza mayor y deberá estar justificado por un informe de un consultor independiente, el que podrá ser auditado por la DO.



Gestión Administrativa y Financiera



MEMORIA ANUAL

2013

Modelo de Gestión

Durante el 2013 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 2013, la deuda financiera consolidada de CGE DISTRIBUCIÓN alcanzó MM\$ 264.590, de los cuales un 58% corresponde a créditos bancarios y un 42% a bonos. Con respecto al 31 de Diciembre de 2012, los pasivos financieros experimentaron un aumento de MM\$ 4.045, explicado principalmente por el aumento de capital generado por el diferencial entre la emisión del nuevo Bono serie E (MM\$ 92.643) y el prepago de préstamos (MM\$ 87.131).

En 2013 se destacan las siguientes actividades en el ámbito financiero para la empresa CGE DISTRIBUCIÓN:

- Emisión de Bono serie E con el Banco BBVA por MUF 4.000, a tasa fija 3,85% y con vencimiento a Septiembre de 2034
- Prepago deuda con el Banco de CorpBanca, por un monto de MM\$ 23.176, financiado con emisión de nuevo Bono serie E.
- Prepago del 50% de deuda con el Banco Itaú, por un monto de MM\$ 10.313, financiado con emisión de nuevo Bono serie E.

- Prepago del 60% de deuda con el Banco BICE, por un monto de MM\$ 13.009, financiado con emisión de nuevo Bono serie E y realizó una repactación de términos del crédito con una disminución en el Spread de 0,8% a un 0,7%.

- Prepago deuda con el Banco BBVA, por un monto de MM\$ 24.772, financiado con emisión de nuevo Bono serie E.

- Repactación de términos del crédito con el Banco BBVA, por un monto de MM\$ 20.000, con cambio en fecha de término de contrato de 28 de Mayo de 2017 a 28 de Noviembre de 2018, y una disminución en el Spread de 0,8% a un 0,45%.

- Repactación de términos del crédito con el Banco Santander, por un monto de MUF 666, con cambio en fecha de término de contrato de 28 de Octubre de 2014 a 28 de Octubre de 2018.

- Repactación de términos del crédito con el Banco Itaú, por un monto de UF 890.000, con una disminución en el Spread de 0,4% a un 0,23%.

- Pago de 2 cuotas del Bono serie B cada una por un valor de UF 107.143.

- Novación de CGE DISTRIBUCIÓN a EMELECTRIC del préstamo Santander (MUF 666 más intereses adeudados equivalente a MUF 4)

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 2013 es la siguiente:

CLASIFICADORA	CLASIFICACIÓN
Feller Rate	AA
Fitch Ratings	A+



Para EMELECTRIC y EMETAL se destacan las siguientes actividades en el ámbito financiero:

- EMELECTRIC pagó el crédito tomado con el Banco Scotiabank, por un monto de MM\$ 15.859.

Seguros

Para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones, la sociedad mantiene pólizas de seguros que cubren sus principales activos, personal y riesgos operacionales, que para este 2013 se resumen en las pólizas de responsabilidad civil, todo riesgo y terrorismos, seguro de vida para el personal en caso de accidentes y responsabilidad civil vehicular y de equipos móviles.

Principales Proveedores

Los principales proveedores de CGE DISTRIBUCIÓN y de sus filiales 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 a contar del año 2006, en cumplimiento de lo dispuesto en 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., Eléctrica Puntilla S.A., AES GENER S.A. y Eléctrica Panguipulli S.A. Dichos acuerdos cubren las necesidades de todas las zonas de concesión de la empresa. 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., AES Gener S.A. y Eléctrica Panguipulli.

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 en las siguientes empresas relacionadas:

- COMERCIAL & LOGÍSTICA GENERAL para materiales y equipos eléctricos.
- BINARIA para servicio informático y de comunicaciones.
- GSA para arriendo de oficinas e instalaciones donde realiza sus operaciones.
- TECNET para la prestación de servicio de atención de emergencia, 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 con sus filiales EMELECTRIC y EMETAL utilizan 110 inmuebles, de los cuales 100 son usados bajo contrato de arrendamiento, y los diez restantes son propiedad de CGE DISTRIBUCIÓN, según la siguiente clasificación:

Oficina central y oficinas comerciales	32
Oficinas técnicas y administrativas	40
Terrenos y otros	21
Bodegas	17
Total	110

El detalle de las oficinas comerciales se encuentra al final de ésta memoria.





•
•

Gestión de Personas

MEMORIA ANUAL

2013

GESTIÓN DE PERSONAS ●●●

Datos Generales de la Gestión

Durante este año, la dotación de personal de CGE DISTRIBUCIÓN pasó de 1.129 a 993 colaboradores, lo que representa una disminución en 12%, que se explica por la reestructuración que considera el avance hacia una organización más plana y resolutive.

Durante el 2013 se completó un proceso de ajuste organizacional con el objetivo de alinear la estrategia con los sistemas y la estructura, implementar la eficiencia operacional en los procesos y asegurar las condiciones de sustentabilidad del negocio.

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

	2013	2012
Gerentes y Ejecutivos Principales	30	29
Profesionales y Técnicos	355	389
Trabajadores Administrativos y Especializados	608	711
Total de Trabajadores	993	1.129

Las remuneraciones pagadas a los Gerentes y Ejecutivos Principales o personal clave CGE DISTRIBUCIÓN durante el ejercicio 2013, ascendieron a MM\$ 3.091, de los cuales MM\$ 2.424 correspondieron a remuneraciones fija y MM\$ 668 a remuneraciones variables, la que incluye principalmente los bonos de gestión aprobados por el Directorio en su sesión N°112 del 18 de enero de 2013. 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 mayo, asumió la Subgerencia de Personas la señora Isabel Vallejos Lemus.
- En octubre, se nombró al señor Gerardo Lazo Alvarez como Subgerente de Administración y Control de Gestión.
- En noviembre, asumió la Subgerencia de Servicio Técnico y Control de Pérdidas el señor Ricardo Miranda Puebla.

Por otra parte, renunciaron a sus cargos ejecutivos en orden cronológico, la señora Lucy Torres Hormazabal, Subgerente de Control de Gestión y el señor Jorge Carreño Tham, Subgerente Servicio Técnico y Control de Pérdidas.

Selección y Desarrollo

En el año 2013, el foco estuvo en potenciar el uso del portal de movilidad interna para cubrir las vacantes generadas. De este modo, se incentivó la realización de concursos internos que sirvieran de herramienta de desarrollo de carrera para los colaboradores del Grupo CGE, otorgándoles la posibilidad de asumir nuevas responsabilidades. A la vez, se buscó dar una mayor participación a las jefaturas en los procesos de búsqueda, involucrándolos en las distintas etapas del proceso.

En lo relativo a Desarrollo Organizacional, el énfasis del último trimestre lo tuvo el programa: "En Cambiar no hay engaño", el cual tuvo por objetivo proporcionar una instancia de diálogo, reflexión, pretendiendo disminuir resistencias frente a los cambios organizacionales y promoviendo la mejora continua; dicha actividad incluyó Obras de Teatro masivas y grupos pequeños de trabajo focalizado.

Capacitación

Durante el año 2013 se dictaron cerca de 30.000 horas de capacitación, distribuidas en 16 cursos de carácter masivo, los cuales permitieron promediar 30 horas por persona durante el periodo.

Los focos principales fueron:

- Programa de Nociones de Prevención de Riesgos y Autocuidado, el cual tuvo un alcance nacional que incluyó a más de 350 personas, con un total de 10.500 horas.
- Programa de Desarrollo de Herramientas Informáticas, incluyó cursos para el desarrollo de habilidades para el uso de SAP, Excel, Access, entre otros. El cual abarcó a más de 200 personas con una cantidad de 6.000 horas de capacitación cursadas.

Respecto al otorgamiento de becas a trabajadores de estudio generales y de excelencia, se otorgó el beneficio a 78 personas, ello a objeto de desarrollar sus competencias y habilidades para lograr afrontar exitosamente los nuevos desafíos de la compañía.

Gestión de Bienestar

El Departamento de Bienestar en el año 2013 continuó impulsando actividades orientadas a cubrir las necesidades de los colaboradores, en las áreas de salud, educación e integración de los trabajadores y sus familias.

Dicha gestión proporciona atención médica integral a los colaboradores y su grupo familiar a partir de las coberturas de planes colectivos de salud y seguros complementarios que integran préstamos médicos. En otro ámbito también se otorgaron préstamos para la adquisición de vivienda y necesidades de emergencia y el financiamiento de estudios superiores de hijos; asimismo se asignaron becas de estudio, se entregaron subsidios de vivienda para la adquisición de la primera vivienda y se desarrollaron diversas actividades recreativas y de esparcimiento.

En beneficio de mejorar la calidad de vida de los colaboradores, destacaron actividades masivas como: Vacunación, Programas de Medicina Preventiva y Gimnasia de Pausa.

Durante el año 2013 el programa de becas de estudios superiores para hijos de trabajadores entregó 396 becas, de las cuales 100 corresponden a becas de excelencia, asignadas a aquellos estudiantes de excelente rendimiento académico.

Se desarrollaron actividades de integración para los colaboradores y sus familias como el "Aniversario Empresa", el "Día del Trabajador Eléctrico" y las "Fiestas de Navidad y de Fin de Año".





Gestión Técnica



MEMORIA ANUAL

2013

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 su rol 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 eléctricas y cumplir con las exigencias de calidad establecidas por el marco regulatorio.

Durante el año 2013, en total se invirtieron MM\$ 24.067 en infraestructura eléctrica, de los cuales, MM\$ 5.471 corresponden a sus filiales EMELECTRIC y EMETAL. 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	EMELECTRIC- EMETAL	Total
Líneas de media tensión propias (km)	64	128	192
Líneas de baja tensión propias (km)	158	60	218
Cantidad de transformadores de MT/BT	222	170	392
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	69	19	88

El plan de inversiones contempló la ejecución de 4.859 proyectos, distribuidos en obras para nuevos clientes, trabajos de ampliación y mejoramiento de las redes de distribución eléctrica, medidores y equipos eléctricos.

Dentro de los proyectos relevantes contemplados en el plan de inversiones 2013 de CGE DISTRIBUCIÓN se encuentra el cambio de nivel voltaje de 12 a 23 kV en zona de influencia de subestación Mariscal de propiedad de TRANSNET. La inversión asciende a \$ 819 millones, necesaria para asegurar el abastecimiento de energía a los clientes de las comunas de La Pintana, El Bosque y San Bernardo, así como para la reducción de las pérdidas técnicas de distribución.

En EMELECTRIC, se completó la segunda etapa de la nueva línea eléctrica Alcones- Pichilemu, de 34 km de longitud en un nivel de voltaje de 23 kV, con el objeto de mejorar la confiabilidad de suministro, reducir las pérdidas técnicas y atender el incremento de demanda. La inversión en esta segunda etapa asciende a \$ 374 millones.

En conformidad con la planificación de la expansión del sistema primario, durante el año 2013 la empresa relacionada TRANSNET realizó aumentos de potencia en zona de concesión de CGE DISTRIBUCIÓN en las subestaciones Chillán 66/13,2 kV de 10,2 a 25 MVA, San Miguel 66/15 kV de 10 a 16,6 MVA, Manso de Velasco 66/15 kV segunda unidad de 22,5 MVA, Lo Miranda 66/15 kV de 18,7 a 30 MVA, Chimbarongo 66/15 kV segunda unidad de 9,4 MVA.

Para EMELECTRIC se han desarrollado obras de aumento de potencia en la subestaciones Las Arañas 66/13,8 kV segunda unidad de 5 MVA, Quirihue 33/23 kV de 4 a 10 MVA, Cocharcas 66/13,8 kV segunda unidad de 5,2 MVA, Parral 66/13,2 kV de 20 a 30 MVA, Lihuiemo 66/13,2 kV segunda unidad de 12 MVA, Ranguilí 66/13,2 kV segunda unidad de 5 MVA y Melipilla 110/13,2 kV segunda unidad de 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.

Para el ejercicio 2014, la sociedad ha aprobado un plan de inversiones de MM\$ 24.265 destinado fundamentalmente a la construcción de obras de infraestructura y equipamiento requeridos para abastecer el crecimiento de los consumos y clientes, mejorar la calidad y continuidad de suministro, reducción de pérdidas, modernización y renovación de las actuales instalaciones, y el cumplimiento de la normativa vigente.

Infraestructura Eléctrica

Al 31 de diciembre de 2013 se contaba con las siguientes instalaciones:

	CGE DISTRIBUCIÓN	EMELECTRIC- EMETAL	Total
Líneas de media tensión (km)	10.593	11.627	22.220
Líneas de baja tensión (km)	14.700	6.908	21.608

La infraestructura eléctrica incluye 36.026 transformadores de distribución propios, con una potencia instalada de 2.653 MVA, y abastece a 17.996 transformadores de propiedad de clientes, con una potencia de 2.561 MVA.

Calidad de Suministro

Para el periodo diciembre 2012 a noviembre 2013, los indicadores de continuidad de suministro de CGE DISTRIBUCIÓN, 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	=	5,1 interrupciones al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	=	11,5 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	=	1,7 interrupciones al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	=	3,9 horas al año

Los niveles de continuidad de suministro anteriormente indicados equivalen a una disponibilidad media de 99,96% de la red de distribución y de 99,87% a nivel del sistema total.

Los indicadores de CGE DISTRIBUCIÓN consolidados con sus filiales EMELECTRIC y EMETAL son los siguientes:

Frecuencia media de interrupción	=	5,8 interrupciones al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	=	13,0 horas al año

En el ámbito propio de la distribución los índices para el periodo referido son los siguientes:

Frecuencia media de interrupción	=	1,8 interrupciones al año
Tiempo medio total de interrupción por cliente	=	4,4 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, 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 2013 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\$ 207, a un promedio mensual de aproximadamente 40.502 clientes, lo que representa el 3,2% del total.

Las compensaciones abonadas a los clientes de CGE DISTRIBUCIÓN consolidadas con sus filiales EMELECTRIC y EMETAL correspondieron a un monto de MM\$ 318, a un promedio mensual de aproximadamente 57.249 clientes, lo que representa el 3,4% del total.

Requerimientos Regulatorios y de Fiscalización

La gestión del ejercicio 2013 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.

Temporales de Viento y Lluvia de Mayo y Junio

Por segundo año consecutivo, las instalaciones se vieron afectadas por temporales de viento y lluvia inusuales de gran intensidad, el primero de ellos ocurrido entre el 27 y 28 de mayo y el segundo el 27 de junio, con vientos superiores a 80 km/h, 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, en cada uno de ellos se activó un plan de contingencia que incrementó en más de 5 veces las brigadas en terreno, desplegando 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.

Nuevo Reglamento de Operaciones

En octubre de 2013 se puso en vigencia un nuevo Reglamento de Operaciones de CGE DISTRIBUCIÓN, el cual rige las operaciones e intervenciones del sistema eléctrico de distribución de la empresa y sus filiales, bajo la supervisión y control de los Centros de Operaciones Zonales (COZ).

La elaboración de esta primera versión del Reglamento contó con el trabajo de un equipo experto de profesionales coordinados por el Departamento de Mantenimiento e Integridad de Redes de la Subgerencia de Operaciones y Mantenimiento, contando además con la colaboración de Fiscalía de CGE y del Departamento de Seguridad y Control de Riesgos de nuestra empresa.

Este reglamento ha procurado recoger las mejores prácticas de la industria, así como de las empresas que se fueron incorporando a las operaciones de CGE DISTRIBUCIÓN en los últimos años, para converger a un texto que refunde y actualiza diversas normas y procedimientos que existían a la fecha.



Centralización de Despachos de EMELECTRIC

En noviembre de 2013 se completó la integración y centralización de los despachos técnicos de Parral y Melipilla, los cuales fueron transferidos a los despachos existentes en Talca y San Bernardo, respectivamente.

Con esta centralización, cada despacho quedó supervisando zonas con más de 325.000 clientes y 9.500 km de red.

El trabajo desarrollado consideró tareas de integración del personal, ejecución de la operación de la red mediante el nuevo reglamento de operaciones, resolver aspectos informáticos y ampliar la cobertura del sistema radiocomunicaciones de voz.

Adecuación de Contratistas de Servicios de Brigadas de Atención de Emergencias

En septiembre se completó el programa de adecuación de la estructura de contratistas proveedores del servicio de brigadas de atención de emergencias, en base a una estrategia de alcanzar una mayor diversificación de empresas proveedoras, incorporando a diversos prestadores regionales.

Informes en Línea a Clientes de Atención de Emergencias

Con el objetivo que los clientes estén mejor informados sobre los pormenores que dicen relación con alguna interrupción de suministro que los afecte y así mitigar las molestias que ello pueda ocasionarles, durante el año 2013 se trabajó coordinadamente con el Centro de Llamadas Corporativo para generar un nuevo protocolo de comunicación en línea desde los Centros de Operaciones Zonales, para entregar una comunicación temprana de los eventos más relevantes de la red.

Con ello, las ejecutivas de atención de llamadas cuentan con una información en línea más detallada de las interrupciones de suministro en cuanto a los sectores afectados, causa probable de la falla y una estimación del tiempo promedio de reposición del suministro, para una mejor atención al cliente.

Acuerdos de Niveles de Servicio para Brigadas de Emergencia

Con el fin de generar una métrica que permita supervisar que los proveedores de servicios de atención de emergencias entreguen niveles apropiados de calidad, redundando con ello en una mejor atención de los clientes, se establecieron formalmente acuerdos de niveles de servicio (ANS) con dichos prestadores.

Estos ANS cubren aspectos relativos a tiempos de atención de eventos, calidad de la atención, cumplimiento de normas de prevención de riesgos y pro-actividad en terreno.

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 Seguridad y Control de Riesgos al personal propio y trabajadores de contratistas, sumando aproximadamente 19.000 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 86 Grupos de Prevención de Riesgos (GPR) integrados por colaboradores de todas las áreas, apoyando a los 17 Comités Paritarios de Higiene, Seguridad y de Faenas 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 periodo de enero 2014 a diciembre de 2015.

Determinación de la Huella de Carbono

CGE DISTRIBUCIÓN en el mes de marzo de 2013, llevó a cabo la determinación de la Huella de Carbono del Producto (HCC) para el año 2011, 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 derivadas de la actividad principal de distribución de energía eléctrica.

Estandarización de Materiales

Durante el año 2013 se dio inicio al taller de homologación de materiales, cuyo objetivo principal es reducir y homologar los materiales utilizados en la construcción de obras propias y de clientes para las empresas distribuidoras del Grupo CGE, logrando converger en un catálogo único de materiales. Para las familias de postes, transformadores y compactos de medida se logró reducir en un 50% dichos códigos optimizando el stock de materiales.

Estudios de Pérdidas Técnicas por Alimentador

Con el objetivo de cuantificar y disminuir las pérdidas técnicas de la compañía, se efectuó el modelamiento de las redes de distribución en media y baja tensión para la totalidad de los alimentadores de CGE DISTRIBUCIÓN y EMELECTRIC, permitiendo la simulación de escenarios para la determinación de pérdidas de energía.

El resultado del estudio de pérdidas técnicas permitió definir un portafolio de proyectos de refuerzos de alimentadores, reconfiguración de redes y aumento de nivel de tensión contemplados en el plan de inversiones, con el fin de disminuir pérdidas técnicas y optimizar las redes de distribución.

Sistema de Trazabilidad de Solicitud Presupuesto de Clientes

Durante el transcurso del año 2013, el Departamento de Elaboración de Proyectos puso en operación una herramienta de gestión para el registro y control en plataforma SAP de la totalidad de los requerimientos de proyectos y presupuestos solicitados por nuestros clientes, tanto de CGE DISTRIBUCIÓN como de EMELECTRIC, logrando una trazabilidad en cada etapa del proceso y una reducción de los tiempos de ejecución.

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.

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 mayo 2013 se conectó al sistema de distribución de CGE DISTRIBUCIÓN el PMGD "Central Agrícola Ancalí", ubicado en la ciudad de Los Ángeles, IX Región. El PMGD utiliza como medio de generación una planta de biogás e inyecta al sistema una potencia de 1,6 MW.

Durante octubre 2013 se conectó al sistema de distribución de EMELECTRIC el PMGD "Santa Irene", ubicado en la comuna de Palmilla, VI Región. El PMGD utiliza como medio de generación una planta de biogás e inyecta al sistema una potencia de 0,4 MW.

En diciembre 2013 se conectó al sistema de distribución de CGE DISTRIBUCIÓN el PMGD "Central El Llano", Ubicado en la comuna de Pirque, Región Metropolitana. El generador hidroeléctrico de pasada inyecta al sistema de distribución una potencia de 1,9 MW.

También durante el mes de diciembre se conectó al sistema de distribución de CGE DISTRIBUCIÓN el PMGD "Central Las Vertientes", ubicado en la comuna de Pirque, región Metropolitana. El generador hidroeléctrico de pasada inyecta al sistema de distribución una potencia de 1,7 MW.

Robo de Conductores

En el presente periodo, la Empresa ha sido víctima de robos por 5,3 toneladas de cobre, con un daño patrimonial directo de MM\$ 82. Lo anterior se descompone en 0,8 toneladas de CGE DISTRIBUCIÓN y 4,5 toneladas de EMELECTRIC, equivalentes a un daño patrimonial de MM\$ 13 y MM\$ 69, 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 perpetraron.

Frente a esta situación, la Empresa continuó aplicando durante el ejercicio 2013 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 Empresas Eléctricas A.G.



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



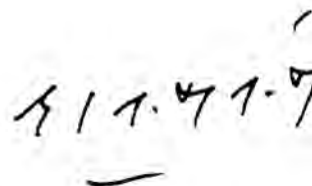
Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen
RUT: 6.562.488-5
Director



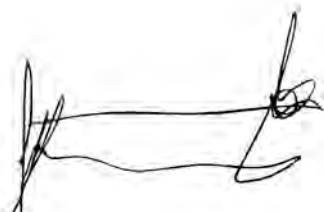
Cristián Bulnes Álamos
RUT: 7.010.969-7
Director



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



Estados Financieros e Informe de Auditor Independiente



MEMORIA ANUAL

2013



El Crédito
Banco de Chile
Reserva de Chile
Santiago

Alcaldía de Santiago
Comuna de Santiago

18 de noviembre de 2013
I-01018/13

Señores
Directores y Administración
CGE Distribución S.A.
Presente

Muy señor nuestro:

En la planificación y realización de nuestra auditoría de los estados financieros de CGE Distribución S.A. al 31 de diciembre de 2013 y por el año terminado a esa fecha, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, consideramos el control interno sobre el proceso de preparación y presentación de la información financiera de CGE Distribución S.A. como base para diseñar nuestros procedimientos de auditoría, con el objetivo de expresar nuestra opinión sobre los estados financieros y no para efectos de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía. Consecuentemente, no expresamos una opinión sobre la efectividad del control interno de la Compañía.

Nuestra consideración del control interno fue con el limitado objetivo descrito en el primer párrafo y no fue diseñado para identificar todas las deficiencias en el control interno que podrían ser deficiencias significativas o debilidades importantes y, por lo tanto, no puede existir la seguridad que todas las deficiencias significativas y debilidades importantes hayan sido identificadas.

Una deficiencia en el control interno existe cuando el diseño o la operación de un control no permiten a la Administración o a su personal, durante el curso normal de realización de sus funciones asignadas, prevenir o detectar y corregir oportunamente representaciones incorrectas. Una debilidad importante es una deficiencia o una combinación de éstas en el control interno, que es tal que exista una razonable posibilidad que una representación incorrecta significativa en los estados financieros de la entidad no será oportunamente prevenida, o detectada y corregida.

Una deficiencia significativa es una deficiencia o una combinación de éstas en el control interno que es menos grave que una debilidad importante, pero sí lo suficientemente importante para ameritar la atención de la Administración y el Directorio.

En el presente informe se detallan además otras recomendaciones respecto a asuntos o deficiencias menores relacionadas con el control interno de la sociedad y otras materias.

La respuesta escrita de CGE Distribución S.A. a las deficiencias significativas y Las otras recomendaciones identificada en nuestra auditoría, no ha sido sujeta a los procedimientos de auditoría aplicados en la auditoría de los estados financieros y, por consiguiente, no expresamos una opinión sobre ésta.

En lo que respecta al entorno informático, la aplicación SAP apoya la gestión del Holding CGE, sociedades eléctricas y de servicio. Por ende, el presente informe incluye las observaciones atinentes a dicha aplicación. Además incluye las observaciones de la aplicación People Soft, por las empresas Emel Sur.

Esta comunicación tiene por objetivo ser sólo para la información y uso de la Administración y su Directorio y no tiene por objetivo y no debiera ser utilizado por cualquier otra persona que no sean estas partes especificadas.

Aprovechamos la ocasión para recordarle que de acuerdo con disposiciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros en su circular N°960, el directorio de la sociedad deberá dejar constancia expresa en acta de Sesión de directorio anterior al 31 de diciembre de 2013 que tomo conocimiento de este informe.

Quedamos a su disposición para aclarar o ampliar el contenido de las materias aquí tratadas.

Saludamos atentamente a Usted,

Ernst & Young Ltda.



Fernando Zavala C.

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	11.943.521	16.833.504
Otros activos no financieros.	437.649	322.799
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	167.827.460	161.731.325
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	28.198.618	1.172.571
Inventarios.	323.888	265.838
Activos por impuestos.	1.880.715	3.064.152
Total activos corrientes	210.611.851	183.390.189
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	10.962.841	12.172.639
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	79.788.343	79.835.150
Plusvalía.	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	461.625.394	459.023.089
Propiedad de inversión.	87.947	517.603
Total activos no corrientes	657.204.579	656.288.535
TOTAL ACTIVOS	867.816.430	839.678.724

PATRIMONIO Y PASIVOS	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	18.159.862	23.346.936
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	120.768.936	91.179.987
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7.088.621	10.591.672
Otras provisiones.	2.198.989	1.643.080
Otros pasivos no financieros.	6.049.092	4.950.767
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.	154.265.500	154.265.500
Total pasivos corrientes	154.265.500	131.712.442
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	247.191.129	237.198.140
Cuentas por pagar.	83.125	79.318
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	0	16.324.719
Pasivo por impuestos diferidos.	34.839.860	31.885.385
Provisiones por beneficios a los empleados.	12.258.196	12.345.579
Otros pasivos no financieros.	3.931	231.373
Total pasivos no corrientes	294.376.241	298.064.514
TOTAL PASIVOS	448.641.741	429.776.956
PATRIMONIO		
Capital emitido.	314.762.772	312.364.032
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	33.875.320	18.549.652
Primas de emisión.	1	1
Acciones propias en cartera.	(29.379)	0
Otras reservas.	70.565.971	76.571.106
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	419.174.685	407.484.791
Participaciones no controladoras.	4	2.416.977
Total patrimonio	419.174.689	409.901.768
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	867.816.430	839.678.724

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS POR FUNCIÓN

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCIÓN	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	718.625.551	671.001.162
Costo de ventas.	(611.440.668)	(576.021.194)
Ganancia bruta	107.184.883	94.979.968
Otros ingresos, por función.	1.414.899	1.308.197
Gasto de administración.	(60.617.094)	(67.131.975)
Otras ganancias (pérdidas).	(2.561.587)	3.630.245
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	45.421.101	32.786.435
Ingresos financieros.	2.896.566	4.000.298
Costos financieros.	(17.441.822)	(17.051.920)
Diferencias de cambio.	(3.993)	(602)
Resultados por unidades de reajuste.	(4.617.680)	(5.735.020)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	26.254.172	13.999.191
Gasto por impuestos a las ganancias.	(5.166.271)	(4.219.864)
Ganancia (pérdida)	21.087.901	9.779.327
Ganancia (pérdida) atribuible a		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	21.087.900	9.765.625
Ganancias por acción		
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	118,50	55,12
Ganancia (pérdida) por acción básica.	118,50	55,12

ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADO INTEGRAL

MEMORIA ANUAL
2013

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Ganancia (pérdida)	21.087.901	9.779.327
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos	(262.679)	472.415
Coberturas del flujo de efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	0	151.203
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	0	151.203
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos	0	151.203
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	(262.679)	623.618
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	0	(3.843.917)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	52.535	0
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	52.535	(3.843.917)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	0	(30.243)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	0	(30.243)
Otro resultado integral	(210.144)	(3.250.542)
Total resultado integral	20.877.757	6.528.785
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.	20.877.756	6.515.083
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.	1	13.702
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	20.877.757	6.528.785

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(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\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos 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)	0	10.097.629	74.587.299	8.607.632	273.489.891	0	273.489.891
Ajustes de periodos anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.	0	0	0	0	82.993	0	82.993	0	82.993	(82.993)	0
Incremento (disminución) por correcciones de errores.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total ajustes de periodos anteriores	0	0	0	0	82.993	0	82.993	0	82.993	(82.993)	0
Patrimonio reexpresado	190.294.959	1	64.610.630		82.993		74.670.292	8.607.632	273.572.884	(82.993)	273.489.891
Cambios en patrimonio											
Resultado integral											
Ganancia (pérdida)	0	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	0	(3.250.542)		(3.250.542)	0	(3.250.542)
Total resultado integral	0	0	(3.371.502)	120.960	0	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	0	122.069.073	0	122.069.073
Dividendos	0	0	0	0	0	0	0	(4.429.367)	(4.429.367)	0	(4.429.367)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (disminución) por otras distribuciones a los propietarios.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(4.239.617)	0	(449.138)	9.840.111	5.151.356	4.605.762	9.757.118	2.486.268	12.243.386
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (disminución) por cambios en las participaciones en subsidiarias que no impliquen pérdida de control.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total incremento (disminución) en el patrimonio	122.069.073	0	(4.239.617)	0	(449.138)	9.840.111	5.151.356	176.395	127.396.824	2.486.268	129.883.092
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	312.364.032	1	56.999.511	0	(366.145)	19.937.740	76.571.106	18.549.652	407.484.791	2.416.977	409.901.768

ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

MEMORIA ANUAL
2013

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

2013

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO	Capital emitido M\$	Acciones propias en cartera M\$	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
			Superavit de revaluación M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos 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 2013	0	0	0	0	0	0	0	0	2.416.977	2.416.977
Ajustes de períodos anteriores										
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (disminución) por correcciones de errores.	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Total ajustes de períodos anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Patrimonio reexpresado	0	0	0	0		0	0	0	2.416.977	2.416.977
Cambios en patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	0	0	0	0	0	0	21.087.900	21.087.900	1	21.087.901
Otro resultado integral	0	0	0	(210.144)	0	(210.144)	0	(210.144)	0	(210.144)
Total resultado integral	0	0	0	(210.144)	0	(210.144)	21.087.900	20.877.756	1	20.877.757
Emisión de patrimonio	2.398.740	0	0	0	0	0	0	2.398.740	0	2.398.740
Dividendos	0	0	0	0	0	0	(11.557.554)	(11.557.554)	0	(11.557.554)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (disminución) por otras distribuciones a los propietarios.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	(5.795.322)	0	0	(5.795.322)	5.795.322	0	0	0
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	0	(29.379)	0	0	0	0	0	(29.379)	(2.416.974)	(2.446.353)
Incremento (disminución) por cambios en las participaciones en subsidiarias que no impliquen pérdida de control.	0	0	0	0	331	331	0	331	0	331
Total incremento (disminución) en el patrimonio	2.398.740	(29.379)	(5.795.322)	0	331	(5.794.991)	(5.762.232)	(9.187.862)	(2.416.974)	(11.604.836)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	2.398.740	(29.379)	(5.795.322)	(210.144)	331	(6.005.135)	15.325.668	11.689.894	4	11.689.898

ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 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.	911.969.584	972.460.752
Clases de pagos		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.	(776.733.897)	(812.432.562)
Pagos a y por cuenta de los empleados.	(26.316.157)	(24.540.409)
Otros pagos por actividades de operación.	(20.223.413)	(19.856.978)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	89.280.417	117.338.703
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.	7.000	16.477
Compras de propiedades, planta y equipo.	(26.953.816)	(26.442.574)
Compras de activos intangibles.	(19.273)	(20.893)
Otras entradas (salidas) de efectivo.	0	2.681.480
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(26.966.089)	(23.765.510)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		
Total importes procedentes de préstamos.	108.180.547	39.244.709
Préstamos de entidades relacionadas.	893.996.376	876.725.875
Pagos de préstamos.	(124.130.290)	(76.261.560)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.	(921.314.827)	(903.708.693)
Dividendos pagados.	(11.548.453)	(4.470.705)
Intereses pagados.	(12.387.664)	(12.777.476)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(67.204.311)	(81.247.850)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(4.889.983)	12.325.343
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(4.889.983)	12.325.343
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	16.833.504	4.508.161
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	11.943.521	16.833.504

**OFICINAS**

Oficina Central: Santiago	Presidente Riesco 5561, piso 14, Teléfono (56-02) 2680 7000	Rengo:	Urriola N°102 Teléfono: (56-72) 2354101	Talcahuano:	Colón N°978 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) 2299201	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) 2502463	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) 2299111	Los Ángeles:	J. Manso de Velasco N°399 Teléfono (56-43) 2409301
Talagante:	Balmaceda N°1153 Teléfono (56-02) 23448743	Curicó:	Estado N°237 Teléfono: (56-75) 2563644	Temuco:	Manuel Montt N°669 Teléfono (56-45) 2209201
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) 2563670	Villarrica:	Pedro de Valdivia N°952 Teléfono (56-45) 2209001
Curacaví:	Av. O'Higgins N°2092 Teléfono (56-02) 23448396	Talca:	1 Oriente N°1281 Teléfono (56-71) 2417923	Pucón:	O'Higgins N°545, local C Teléfono (56-45) 2209042
Buín:	San Martín N°453 Teléfono (56-02) 23448762	San Javier:	Sargento Aldea N°2510 Teléfono (56-71) 2561977	Padre Las Casas:	Av. Maquehue N°850, Local 6 Teléfono (56-45) 2209061
Pirque:	Av. Concha y Toro N°02659 Teléfono (56-02) 23448725	Linares:	Manuel Rodríguez N°669 Teléfono (56-73) 2561901	Pitrufquén:	Francisco Bilbao N°626 Teléfono (56-45) 2209292
Rancagua:	Av. L. B. O'Higgins N°0265 Teléfono: (56-72) 2206106	Chillán:	H. Martín N°542 Teléfono (56-42) 2209401	Atención a Clientes Mesa Central	Teléfono 600 777 7777 Teléfono 600 6 243 243
		Concepción:	Barros Arana N°64 Teléfono (56-41) 2200390		



MEMORIA ANUAL
2013



El papel de este informe proviene de bosques manejados en forma sustentable y fuentes controladas.



Anexo Complementario Memoria Anual 2013

CGE DISTRIBUCIÓN S.A. (CGE DISTRIBUCIÓN)

Modificaciones, complementaciones y rectificaciones requeridas por la Superintendencia de Valores y Seguros según Oficio Ordinario N° 23.456 de fecha 30 de agosto de 2014

La Superintendencia de Valores y Seguros con la finalidad de verificar el cumplimiento de las instrucciones impartidas a través de la Norma de Carácter General N°30 de dicha Superintendencia, ha formulado las siguientes observaciones respecto del contenido de la Memoria Anual 2013 de CGE Distribución S.A., requiriendo al efecto se efectúen las modificaciones, complementaciones y rectificaciones que se transcriben a continuación:

1.- Observación:

Respecto del ítem 3), letra d), deberá complementar el ítem "Terrenos y otros" de modo de presentarlo en forma agrupada de acuerdo a su ubicación geográfica e indicando al menos la superficie.

Complementación:

Los principales "terrenos y otros" indicados en la página 52 de la Memoria Anual 2013 con las que cuenta la sociedad para la realización de sus actividades son las siguientes:

Terrenos y otros

Concepto	Comuna	Región	Dirección	Propio/Arrendado	Tamaño (m²)
Sitio	Curicó	VII	Yungay 1065	Propio	1559
Estacionamientos	San Bernardo	VI	Maipu 652-654	Arrendado	50
Casa habitación	San Fernando	VI	Interior subestación	Arrendado	120
Casa habitación	Hualañe	VII	D. Portales esq. línea férrea (c/11 sept)	Arrendado	599
Casa habitación	Pelluhue	VII	Abdón Fuentealba N° 15	Arrendado	300
Casa habitación	Colbún	VII	Camino San Dionicio, casa N° 6	Arrendado	231
Estacionamientos	Parral	VII	Ignacio Carrera Pinto N° Parral	Arrendado	539
Casa habitación	San Carlos	VIII	El Roble N° 584	Arrendado	159
Casa habitación	Chillán	VIII	Interior subestación	Arrendado	50
Casino comedor	Concepción	VIII	Av. O'Higgins 39	Arrendado	236
Casa habitación	Concepción	VIII	Circunvalación Alto Llacolén 809	Arrendado	579
Estacionamientos	Concepción	VIII	Concepción lote 2 (Carrera 1849)	Arrendado	7
Estacionamientos	Concepción	VIII	Concepción lote 6 (Carrera 1850)	Arrendado	7
Estacionamientos	Concepción	VIII	Concepción lote 7 (Carrera 1838)	Arrendado	7
Estacionamientos	Concepción	VIII	Concepción lote 1 (Carrera 1837)	Arrendado	7
Estacionamientos	Concepción	VIII	Interior subestación	Arrendado	80
Estacionamientos	Coronel	VIII	Sotomayor N° 201	Arrendado	842
Estacionamientos	Los Angeles	VIII	Colo Colo 89	Arrendado	353
Casa habitación	Los Angeles	VIII	Recinto Manso de Velasco	Arrendado	50
Estacionamientos	Los Angeles	VIII	Recinto Manso de Velasco	Arrendado	40
Terrenos técnicos	Loncoche	IX	Cuesta Lastarria	Arrendado	150

2.- Observación:

Respecto del ítem 4), letra b), literal iii, deberá complementar identificando las bolsas de valores en las cuales la entidad cotiza sus acciones e indicar la presencia bursátil para los períodos informados.

Complementación:

Las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica y en la Bolsa de Valparaíso, son las siguientes:

Año	Periodo Trimestre	Nº Acciones Transadas	Monto Total Transado (\$)	Precio Promedio (\$)	Presencia bursátil(*) (%)
2011	1º	8.987	39.364.440	4.380,15	2,22
	2º	0	0	0	1,67
	3º	1.529	6.697.020	4.380,00	1,67
	4º	0	0	0	0,00
2012	1º	3.093	7.423.200	2.400,00	0,00
	2º	0	0	0	0,00
	3º	5.337	19.746.900	3.700,00	0,00
	4º	364	1.290.834	3.546,25	0,00
2013	1º	400	1.331.150	3.327,88	0,00
	2º	4.207	13.968.770	3.320,36	0,00
	3º	1.330	4.415.600	3.320,00	0,00
	4º	1.833	5.902.260	3.220,00	0,00

(*) Presencia Bursátil calculada de acuerdo a la Norma de Carácter General N°327 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

3.- Observación:

Respecto del ítem 5), letra b), deberá complementar identificando cada uno de los integrantes del directorio que hayan formado parte de éste los últimos dos años, indicando nombre, RUT y profesión u oficio y fecha de nombramiento o última reelección cuando proceda.

Complementación:

Rut	Nombre	Cargo	Fecha Nombramiento	Fecha término	Profesión
8.351.571-6	Francisco Javier Marín Jordán	Presidente	16-04-2012		Ingeniero civil en obras civiles
6.561.811-7	Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente	16-04-2012		Ingeniero de ejecución en electricidad
5.545.086-2	Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Director	16-04-2012		Ingeniero civil industrial
6.562.488-5	Cristian Neuweiler Heinsen	Director	16-04-2012		Ingeniero electricista
7.010.969-7	Cristián Bulnes Álamos	Director	16-04-2012		Ingeniero comercial
7.024.596-5	Eduardo Rafael Morandé Montt	Director	16-04-2012		Ingeniero comercial
8.541.800-9	Rafael Andrés Marín Jordán	Director	16-04-2012		Ingeniero comercial
2.773.387-5	Francisco Javier Marín Estevez	Presidente	19-04-2010	16-04-2012	Ingeniero agrónomo
6.441.732-0	Pablo José Pérez Cruz	Director	19-04-2010	16-04-2012	Empresario
6.896.300-1	Pablo Santiago Guarda Barros	Director	19-04-2010	31-03-2012	Ingeniero civil mecánico
6.376.813-8	Gonzalo Rodríguez Vives	Director	19-04-2010	08-03-2012	Ingeniero comercial
6.561.811-7	Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente	19-04-2010	16-04-2012	Ingeniero de ejecución en electricidad
8.351.571-6	Francisco Javier Marín Jordán	Director	19-04-2010	16-04-2012	Ingeniero civil en obras civiles
6.562.488-5	Cristian Neuweiler Heinsen	Director	19-04-2010	16-04-2012	Ingeniero electricista

4.- Observación:

Respecto del ítem 5), letra f), deberá indicar el porcentaje en la propiedad del emisor que posean cada uno de los ejecutivos principales y directores de la sociedad. En caso de no corresponder deberá señalarlo expresamente.

Complementación:

Nombre	RUT	Cargo	Cantidad de acciones	Porcentaje de participación
Cristián Bulnes Álamos	7.010.969-7	Director	0	0
Eduardo Rafael Morandé Montt	7.024.596-5	Director	0	0
Luis Gonzalo Palacios Vásquez	5.545.086-2	Director	0	0
Cristian Saphores Martínez	7.052.000-1	Ejecutivo principal	0	0
Eduardo Apablaza Dau	9.048.258-0	Ejecutivo principal	0	0
Francisco Sánchez Hormazábal	10.768.919-2	Ejecutivo principal	0	0
Álvaro Iván Castillo Aguilera	9.693.102-6	Ejecutivo principal	0	0
Iván Quezada Escobar	10.051.615-2	Ejecutivo principal	0	0
Gerardo José María Parra	6.957.151-4	Ejecutivo principal	0	0
Juan Carlos Oliver Pérez	7.662.705-3	Ejecutivo principal	0	0
Esteban Gregorio Hund Villagra	8.219.785-0	Ejecutivo principal	0	0
Esteban Vuchetich de Cheney Chirino	8.880.694-8	Ejecutivo principal	0	0
Mariano Morales Ferrada	10.019.008-7	Ejecutivo principal	0	0
José Manuel Rengifo Arostegui	12.232.721-3	Ejecutivo principal	0	0
Gerardo Arturo Lazo Álvarez	9.440.805-9	Ejecutivo principal	0	0
Diva Ines Mondaca Gamboa	9.177.921-8	Ejecutivo principal	0	0
Giovanni Baselli Ferrer	10.335.243-6	Ejecutivo principal	0	0
Juan Esteban Molina Céspedes	10.058.095-0	Ejecutivo principal	0	0
Leonardo Lorca Muñoz	12.722.503-6	Ejecutivo principal	0	0
Ricardo Miranda Puebla	7.243.124-3	Ejecutivo principal	0	0
Rodrigo Parraguez Córdova	12.438.667-5	Ejecutivo principal	0	0
Isabel Claudia Vallejos Lemus	13.472.522-2	Ejecutivo principal	0	0

Con respecto a las participaciones accionarias directas e indirectas de los Directores señores Francisco Javier Marín Jordán, Carlos Hornauer Herrmann, Cristian Neuweiler Heinsen, Rafael Andrés Marín Jordán, éstas se indican entre las páginas 10 y 13 de la presente Memoria.

5.- Observación:

Respecto del ítem 6) y en relación de las subsidiarias y asociadas (directas e indirectas) definidas por las NIIF o IFRS, deberá presentarse un detalle que contenga la información respecto de cada una de ellas, que se indica a continuación:

Complementación:

Puntos i) a vi), en relación a las subsidiarias y asociadas de CGE DISTRIBUCIÓN (EMELECTRIC y EMETAL), se presenta la siguiente información:

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado al 31-12-2013	Participación de CGED al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligant	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2013	31-12-2012				
Emelectric S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$8.265.124	99,99%	98,15%	16,60%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Francisco Javier Marín Jordán; Vicepresidente: Carlos Hornauer Herrmann; Cristian Bulnes Alamos; Eduardo Rafael Morandé Montt; Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Cristián Saphores Martínez
Emetal S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$8.342.384	99,99%	98,15%	3,02%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Francisco Javier Marín Jordán; Carlos Hornauer Herrmann; Cristian Bulnes Alamos; Eduardo Rafael Morandé Montt; Luis Gonzalo Palacios Vásquez	Cristián Saphores Martínez

vii).- Observación:

Indicación del nombre y apellidos del director, gerente general o ejecutivos principales de la matriz o entidad inversora que desempeñen algunos de esos cargos en la subsidiaria o asociada.

Complementación:

Los siguientes persona que se desempeñan en CGE Distribución, cumplen rol equivalente en EMELECTRIC y EMETAL.

Cargo	Nombre
Presidente	Francisco Javier Marín Jordán
Vicepresidente	Carlos Manuel Hornauer Herrmann
Director	Cristián Bulnes Álamos
Director	Eduardo Rafael Morandé Montt
Director	Luis Gonzalo Palacios Vásquez
Gerente general	Cristián Saphores Martínez
Gerente de Administración y Personas	Álvaro Castillo Aguilera
Gerente Comercial	Iván Quezada Escobar
Gerente de Ingeniería y Operaciones	Eduardo Apablaza Dau
Gerente de Regulación y Mercado Eléctrico	Francisco Sánchez Hormazábal
Gerente Regional Metropolitano	Gerardo María Parra
Gerente Regional Centro	Juan Carlos Oliver Pérez
Subgerente de Administración y Control de Gestión	Gerardo Lazo Álvarez
Subgerente de Contabilidad	Diva Mondaca Gamboa
Subgerente de Personas	Isabel Vallejos Lemus
Subgerente de Mercado Eléctrico	José Manuel Rengifo Arostegui
Subgerente de Regulación	Juan Esteban Molina Céspedes
Subgerente de Ingeniería y Proyectos	Mariano Morales Ferrada
Subgerente de Operaciones y Mantenimiento	Esteban Vuchetich de Cheney Chirino
Subgerente Comercial	Giovanni Baselli Ferrer
Subgerente de Facturación	Rodrigo Parraguez Córdova
Subgerente de Recaudación y Cobranzas	Leonardo Lorca Muñoz

viii) y ix).- Observación:

Descripción clara y detallada de las relaciones comerciales habidas con las subsidiarias o asociadas durante el ejercicio y de la vinculación futura proyectada para con éstas.

Relación sucinta de los actos y contratos celebrados con las subsidiarias o asociadas que influyan significativamente en las operaciones y resultados de la matriz o entidad inversora.

Complementación:

A continuación se describen en el siguiente cuadro las operaciones comerciales habidas con las subsidiarias durante el ejercicio 2013.

RUT	Sociedad	Descripción de la relación comercial	Vigencia
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Servicios de operación Servicios comerciales Servicios de control de gestión Servicios de gestión de personas Servicios administración de contratistas Servicios de comunicaciones Servicios de gestión regulatoria Servicios de la compra de energía y potencia Servicios gestión del margen Servicios gestión de concesiones Servicios gestión de clientes libres	1 año, renovable automáticamente
96.837.950-K	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Servicios de gestión regulatoria Servicios de la compra de energía y potencia Servicios gestión del margen Servicios gestión de concesiones Servicios gestión de clientes libres	1 año, renovable automáticamente

Ninguna de las operaciones descritas influye significativamente en las operaciones y resultados de CGE DISTRIBUCIÓN.

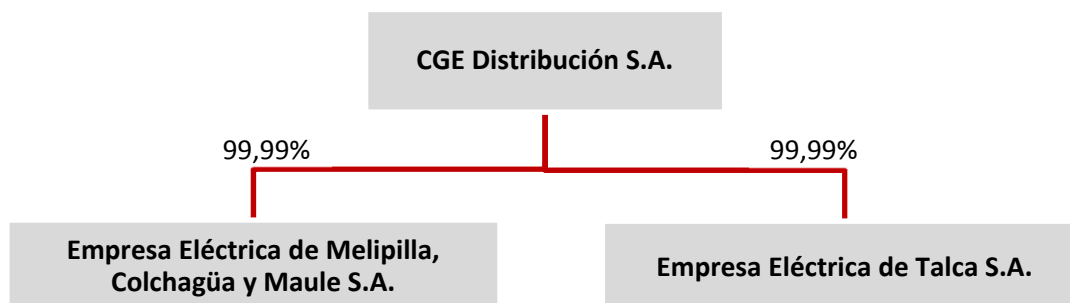
Las relaciones comerciales antes descritas corresponden a aquellas operaciones habituales con partes relacionadas de aquellas señaladas en el inciso final del artículo 147 de la Ley 18.046 e incluyen las operaciones ordinarias en consideración al giro social que la sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas, conforme se indica en el hecho esencial publicado el 28 de enero de 2010 y que se encuentra disponible en la página web de la sociedad.

x).- Observación:

Cuadro esquemático en que se expongan las relaciones de propiedad directa e indirecta existentes entre la matriz, las subsidiarias o asociadas así como las existentes entre ellas.

Complementación:

Relación de propiedad directa e indirecta existente con subsidiarias:



6.- Observación:

Respecto del ítem 9), el documento enviado a través del módulo SEIL deberá contener las notas explicativas a los estados financieros y el análisis razonado de la situación financiera de la sociedad.

Complementación:

Las notas explicativas a los estados financieros y el análisis razonado de la situación financiera de la Sociedad, son los siguientes:



CGE DISTRIBUCION S.A. Y SUBSIDIARIAS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2013 y 2012**



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS

INDICE

	Página
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS.	6
II.- ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	
ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	
- Activos	8
- Patrimonio y Pasivos	9
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	10
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	11
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	12
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	14
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	
1.- INFORMACION GENERAL.	15
2.- DESCRIPCION DEL SECTOR EN QUE PARTICIPA.	15
2.1.- Sector electricidad.	
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	21
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	21
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.	22
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	24
3.4.- Bases de consolidación.	26
3.5.- Entidades subsidiarias.	27
3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	27
3.7.- Información financiera por segmentos operativos.	28
3.8.- Propiedades, planta y equipo.	29
3.9.- Propiedades de inversión.	30
3.10.- Activos intangibles.	30
3.11.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	31
3.12.- Activos financieros.	31
3.13.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	33
3.14.- Inventarios.	35
3.15.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	35
3.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	35
3.17.- Capital social.	36
3.18.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	36
3.19.- Préstamos y otros pasivos financieros.	36
3.20.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	36
3.21.- Beneficios a los empleados.	37
3.22.- Provisiones.	38
3.23.- Subvenciones estatales.	38
3.24.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	39
3.25.- Reconocimiento de ingresos.	39
3.26.- Arrendamientos.	40
3.27.- Contratos de construcción.	40



	Página
3.28.- Distribución de dividendos.	40
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	41
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada e intangibles.	41
4.2.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS).	41
4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	41
5.- POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	42
5.1.- Riesgo financiero.	42
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	45
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	46
7.1.- Activos y pasivos de cobertura.	46
7.2.- Jerarquías del valor razonable.	46
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	46
8.1.- Composición del rubro.	46
8.2.- Estratificación de la cartera.	49
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	50
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	51
8.5.- Provisión y castigos.	51
8.6.- Número y monto de operaciones.	52
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	52
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	53
9.2.- Directorio y Gerencia de la sociedad.	57
10.- INVENTARIOS.	58
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	59
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	59
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	60
13.1.- Inversiones en subsidiarias.	60
14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	61
14.1.- Composición y movimientos de los activos intangibles.	61
14.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.	63
15.- PLUSVALIA.	63
15.1.- Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.	63
15.2.- Reorganización bajo control común.	64
16.- PROPIEDADES DE INVERSIÓN.	66
16.1.- Composición y movimientos de las propiedades de inversión.	66
16.2.- Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros.	66



	Página
16.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.	66
17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	66
17.1.- Vidas útiles.	66
17.2.- Detalle de los rubros.	67
17.3.- Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	69
17.4.- Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.	70
17.5.- Costo por intereses.	70
17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.	70
17.7.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.	72
18.- IMPUESTOS DIFERIDOS.	72
18.1.- Activos por impuestos diferidos.	72
18.2.- Pasivos por impuestos diferidos.	72
18.3.- Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	73
18.4.- Compensación de partidas.	73
19.- PASIVOS FINANCIEROS.	74
19.1.- Clases de otros pasivos financieros.	74
19.2.- Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	75
19.3.- Obligaciones con el público (bonos).	76
19.4.- Obligaciones con el público (pagarés).	77
20.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.	77
20.1.- Pasivos acumulados (o devengados).	77
21.- OTRAS PROVISIONES.	78
21.1.- Provisiones – saldos.	78
21.2.- Movimiento de las provisiones.	79
22.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	79
22.1.- Detalle del rubro.	79
22.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	80
22.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	80
22.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados por función.	80
22.5.- Hipótesis actuariales.	80
22.6.- Sensibilización tasa de descuento.	81
23.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	81
23.1.- Ingresos diferidos.	81
23.2.- Contratos de construcción.	82
24.- PATRIMONIO NETO.	82
24.1.- Capital suscrito y pagado.	82
24.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	83
24.3.- Política de dividendos.	83
24.4.- Dividendos.	84
24.5.- Reservas.	84
24.6.- Participaciones no controladoras.	85
24.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.	85



	Página
24.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	85
25.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	86
25.1.- Ingresos ordinarios.	86
25.2.- Otros ingresos por función.	86
26.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	87
26.1.- Gastos por naturaleza.	87
26.2.- Gastos de personal.	87
26.3.- Depreciación y amortización.	88
26.4.- Otras ganancias (pérdidas).	88
27.- RESULTADO FINANCIERO.	88
27.1.- Composición diferencia de cambio.	89
27.2.- Composición unidades de reajuste.	89
28.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	89
28.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	89
28.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	90
28.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	90
28.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	91
29.- GANANCIAS POR ACCION.	91
30.- INFORMACION POR SEGMENTO.	91
30.1.- Criterios de segmentación.	91
30.2.- Cuadros patrimoniales.	92
30.3.- Cuadros de resultados por segmentos.	94
30.4.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	94
31.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	95
32.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	95
32.1.- Juicios y otras acciones legales.	95
32.2.- Sanciones administrativas.	103
32.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.	104
32.4.- Sanciones.	106
32.5.- Hipotecas, gravámenes, interdicciones u otra situación que afecte los títulos de dominio sobre los bienes muebles e inmuebles y otras garantías que afecten a la Sociedad.	106
32.6.- Restricciones.	107
33.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	
33.1.- Garantías comprometidas con terceros.	107
34.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	108
35.- MEDIO AMBIENTE.	108
36.- HECHOS POSTERIORES.	109

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
CGE Distribución S.A. y subsidiarias

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de CGE Distribución S.A. y subsidiarias, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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



EY

Building a better
working world

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de CGE Distribución S.A. y subsidiarias al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Fernando Zavala C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 24 de enero de 2014



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	11.943.521	16.833.504
Otros activos no financieros.	12	437.649	322.799
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	167.827.460	161.731.325
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	28.198.618	1.172.571
Inventarios.	10	323.888	265.838
Activos por impuestos.	11	1.880.715	3.064.152
Total activos corrientes		210.611.851	183.390.189
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar.	8	10.962.841	12.172.639
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	79.788.343	79.835.150
Plusvalía.	15	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	17	461.625.394	459.023.089
Propiedad de inversión.	16	87.947	517.603
Total activos no corrientes		657.204.579	656.288.535
TOTAL ACTIVOS		867.816.430	839.678.724



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	19	18.159.862	23.346.936
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	20	120.768.936	91.179.987
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	7.088.621	10.591.672
Otras provisiones.	21	2.198.989	1.643.080
Otros pasivos no financieros.	23	6.049.092	4.950.767
Total pasivos corrientes		154.265.500	131.712.442
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	19	247.191.129	237.198.140
Cuentas por pagar.	20	83.125	79.318
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	0	16.324.719
Pasivo por impuestos diferidos.	18	34.839.860	31.885.385
Provisiones por beneficios a los empleados.	22	12.258.196	12.345.579
Otros pasivos no financieros.	23	3.931	231.373
Total pasivos no corrientes		294.376.241	298.064.514
TOTAL PASIVOS		448.641.741	429.776.956
PATRIMONIO			
Capital emitido.	24	314.762.772	312.364.032
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	24	33.875.320	18.549.652
Primas de emisión.		1	1
Acciones propias en cartera.		(29.379)	0
Otras reservas.	24	70.565.971	76.571.106
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		419.174.685	407.484.791
Participaciones no controladoras.	24	4	2.416.977
Total patrimonio		419.174.689	409.901.768
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		867.816.430	839.678.724



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01/01/2013	01/01/2012
	al	31/12/2013	31/12/2012
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	25	718.625.551	671.001.162
Costo de ventas.	26	(611.440.668)	(576.021.194)
Ganancia bruta		107.184.883	94.979.968
Otros ingresos, por función.	25	1.414.899	1.308.197
Gasto de administración.	26	(60.617.094)	(67.131.975)
Otras ganancias (pérdidas).	26	(2.561.587)	3.630.245
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		45.421.101	32.786.435
Ingresos financieros.	27	2.896.566	4.000.298
Costos financieros.	27	(17.441.822)	(17.051.920)
Diferencias de cambio.	27	(3.993)	(602)
Resultados por unidades de reajuste.	27	(4.617.680)	(5.735.020)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		26.254.172	13.999.191
Gasto por impuestos a las ganancias.	28	(5.166.271)	(4.219.864)
Ganancia (pérdida)		21.087.901	9.779.327
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		21.087.900	9.765.625
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	24.6	1	13.702
Ganancia (pérdida)		21.087.901	9.779.327
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	29	118,50	55,12
Ganancia (pérdida) por acción básica.		118,50	55,12
Cantidad de acciones		177.952.073	177.174.714



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01/01/2013	01/01/2012
	al	31/12/2013	31/12/2012
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		21.087.901	9.779.327
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	24.8	0	472.415
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos.	24.8	(262.679)	0
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(262.679)	472.415
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	24.8	0	151.203
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		0	151.203
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		0	151.203
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(262.679)	623.618
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	24.8	0	(3.843.917)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral.	24.8	52.535	0
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		52.535	(3.843.917)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	24.8	0	(30.243)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		0	(30.243)
Otro resultado integral		(210.144)	(3.250.542)
Total resultado integral		20.877.757	6.528.785
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		20.877.756	6.515.083
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.	24.8	1	13.702
Total resultado integral		20.877.757	6.528.785



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Acciones propias en cartera	Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
				Superávit de revaluación	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2013	312.364.032	1	0	56.999.511	0	(366.145)	19.937.740	76.571.106	18.549.652	407.484.791	2.416.977	409.901.768
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida).		0	0						21.087.900	21.087.900	1	21.087.901
Otro resultado integral.		0	0	0	0	(210.144)	0	(210.144)		(210.144)	0	(210.144)
Total resultado integral	0	0	0	0	0	(210.144)	0	(210.144)	21.087.900	20.877.756	1	20.877.757
Emisión de patrimonio.	2.398.740	0	0					0		2.398.740	0	2.398.740
Dividendos.		0	0					0	(11.557.554)	(11.557.554)	0	(11.557.554)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	0	(5.795.322)	0	0	0	(5.795.322)	5.795.322	0	0	0
Incremento (disminución) por transacciones con acciones propias en cartera.	0	0	(29.379)					0	0	(29.379)	(2.416.974)	(2.446.353)
Incremento (disminución) por cambios en las participaciones en subsidiarias que no impliquen pérdida de control.		0	0				331	331	0	331	0	331
Total incremento (disminución) en el patrimonio	2.398.740	0	(29.379)	(5.795.322)	0	0	331	(5.794.991)	(5.762.232)	(9.187.862)	(2.416.974)	(11.604.836)
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	314.762.772	1	(29.379)	51.204.189	0	(576.289)	19.938.071	70.565.971	33.875.320	419.174.685	4	419.174.689



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Acciones propias en cartera	Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
				Superavit de revaluación	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total reservas		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2012	190.294.959	1	0	64.610.630	(120.960)	0	10.097.629	74.587.299	8.607.632	273.489.891	0	273.489.891
Ajustes de periodos anteriores												
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables.	0	0	0	0	0	82.993	0	82.993	0	82.993	(82.993)	0
Total ajustes de periodos anteriores	0	0	0	0	0	82.993	0	82.993	0	82.993	(82.993)	0
Patrimonio reexpresado	190.294.959	1	0	64.610.630	(120.960)	82.993	10.097.629	74.670.292	8.607.632	273.572.884	(82.993)	273.489.891
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)		0	0						9.765.625	9.765.625	13.702	9.779.327
Otro resultado integral		0	0	(3.371.502)	120.960	0	0	(3.250.542)		(3.250.542)	0	(3.250.542)
Total resultado integral	0	0	0	(3.371.502)	120.960	0	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	122.069.073	0	122.069.073
Dividendos.		0	0					0	(4.429.367)	(4.429.367)	0	(4.429.367)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.	0	0	0	(4.239.617)	0	(449.138)	9.840.111	5.151.356	4.605.762	9.757.118	2.486.268	12.243.386
Total incremento (disminución) en el patrimonio	122.069.073	0	0	(4.239.617)	0	(449.138)	9.840.111	5.151.356	176.395	127.396.824	2.486.268	129.883.092
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2012	312.364.032	1	0	56.999.511	0	(366.145)	19.937.740	76.571.106	18.549.652	407.484.791	2.416.977	409.901.768



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del al Nota	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 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.		911.969.584	972.460.752
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(776.733.897)	(812.432.562)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(26.316.157)	(24.540.409)
Otros pagos por actividades de operación.		(20.223.413)	(19.856.978)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses pagados.		(862.731)	(794.140)
Intereses recibidos.		2.141.339	934.262
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(694.308)	1.567.778
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		89.280.417	117.338.703
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		7.000	16.477
Compras de propiedades, planta y equipo.		(26.953.816)	(26.442.574)
Compras de activos intangibles.		(19.273)	(20.893)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		0	2.681.480
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(26.966.089)	(23.765.510)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos.		108.180.547	39.244.709
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		108.180.547	39.244.709
Préstamos de entidades relacionadas.		893.996.376	876.725.875
Pagos de préstamos.		(124.130.290)	(76.261.560)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(921.314.827)	(903.708.693)
Dividendos pagados.		(11.548.453)	(4.470.705)
Intereses pagados.		(12.387.664)	(12.777.476)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(67.204.311)	(81.247.850)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(4.889.983)	12.325.343
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(4.889.983)	12.325.343
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	16.833.504	4.508.161
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		11.943.521	16.833.504



CGE DISTRIBUCIÓN S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

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 99,32716 % de la propiedad accionaria.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 123 de fecha 24 de enero de 2014, 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, a 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 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 1.718.228 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 8.688 GWh, en el ejercicio 2013.

De la misma manera, a través de sus filiales Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y Empresa Eléctrica de Talca S.A., distribuye energía eléctrica en las regiones V, Metropolitana, VI, VII y VIII, abasteciendo 284.176 clientes, con ventas físicas de 1.313 GWh, en el período comprendido entre Enero y diciembre de 2013.

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 2013, 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., Eléctrica Puntilla S.A., AES Gener S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A..

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.

Sin perjuicio de lo anterior, ante el incumplimiento de pagos de facturas correspondientes a los balances de energía y potencia a contar del mes de mayo de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 2288 del 26 de agosto de 2011, instruyó la suspensión de la calidad de participante de Campanario Generación S.A. en dichos balances, a partir del 1 de septiembre de 2011, debiendo las empresas que integran el CDEC-SIC abastecer íntegramente y en todo momento, los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros se encuentren adjudicados a dicha empresa. Adicionalmente,



en esa resolución se establece que los pagos de los suministros se harán a las empresas generadoras que los efectúen a los precios y condiciones obtenidas y establecidas en las licitaciones correspondientes, por lo que no se ve afectado el suministro a los clientes finales abastecidos por la Sociedad.

Adicionalmente, mediante Oficio N° 1308 del 31 de enero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó el inicio de los trámites de un nuevo proceso de licitación de suministro por los consumos asociados al contrato suscrito con Campanario Generación S.A. en 2009, por lo que CGE Distribución S.A. ha realizado diversas licitaciones, todas las cuales fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. Como resultado de dichos procesos de licitación, la Sociedad adjudicó, el 7 de diciembre de 2012, el 15% de la energía requerida a la empresa AES GENER S.A. En la actualidad se encuentra en desarrollo un nuevo proceso de licitación, que considera la energía no adjudicada a la fecha.

Por otro lado, mediante Resolución Exenta N° 548 del 4 de septiembre de 2013, la Comisión Nacional de Energía aprobó las bases del proceso de licitación SIC 2013/01, en el cual se contempló la energía requerida por el conjunto de las empresas distribuidoras que operan en el Sistema Interconectado Central para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2013 y el 31 de diciembre de 2024, siendo designada CGE Distribución S.A. empresa responsable del proceso. En este marco, el día 20 de noviembre se recibieron ofertas de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., por lo que el 29 de noviembre de 2013, como resultado de la evaluación económica efectuada, se adjudicó el 78% de la energía requerida a dichas empresas.

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 se encuentra próxima a terminar.

Del mismo modo, la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. y la Empresa Eléctrica de Talca 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 y 2013, con la Empresa Nacional de Energía S.A., AES Gener S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., el primero con vigencia hasta el años 2019 y los otros dos con vigencia hasta 2024.

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. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

Además, las referidas empresas solicitaron oportunamente a los generadores que cuentan con excedentes en las energías contratadas con distintas empresas distribuidoras su autorización para la transferencia de dichos excedentes, de modo de mitigar el déficit excedente, lo que no tuvo éxito ante la negativa de ellos.



En el mes de enero de 2013, las sociedades comunicaron 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. Adicionalmente, informaron a SEC y el CDEC-SIC, haciendo entrega de los antecedentes del caso.

Así, mediante Oficio N° 7230 del 7 de agosto de 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles determinó que deben emplearse los excedentes de energía contratada de otras distribuidoras, requiriéndose el acuerdo previo entre concesionarias, la comunicación a las suministradoras, el informe favorable de la Comisión Nacional de Energía y el respeto a las características del suministro licitado en cuanto al precio y cantidad.

Algunas empresas generadoras presentaron recursos de reclamación y/o protección en contra del referido Oficio 7230/2013 en la Corte de Apelaciones, los cuales se encuentran actualmente en tramitación.

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.

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 (VAD):

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes:

- 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),
- Cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y
- 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.

El 2 de abril de 2013, fue publicado el Decreto 1T-2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fija el 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 al uso de las instalaciones de subtransmisión, las que permiten entregar suministro eléctrico a los sistemas de distribución.

Cabe señalar al respecto, que el 9 de abril de 2013 fue publicado el decreto 14/2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijan las tarifas de sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación. Sin embargo, aún se encuentran pendientes de publicación los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios, lo cual ha obligado a efectuar provisiones de modo de considerar su impacto en los resultados.

Por la misma situación, la “Determinación de excedente o déficit de recaudaciones” por diferencias en las unidades físicas de compra también se encuentra pendiente, lo que 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 pendiente de publicación el decreto que fijará los precios de los servicios al suministro de electricidad para el cuatrienio 2012-2016.

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 Nota 4.

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior. Además, se han efectuado reclasificaciones al patrimonio neto para revelar retrospectivamente los efectos de pérdidas y ganancias actuariales de beneficios definidos, a efectos de dar cumplimiento a lo requerido por la NIC 19 (r).

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 2013.

- 3.2.1.- Enmienda a la NIIF 1 “Adopción por primera vez de la Normas Internacionales de Información Financiera”, emitida en marzo de 2012. Añade una excepción para la contabilización de los préstamos del gobierno a tasas de interés por debajo del mercado.
- 3.2.2.- 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. De aplicación obligatoria a periodos anuales iniciados a contar del 01 de julio de 2012.
- 3.2.3.- 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.
- 3.2.4.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- 3.2.5.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.

- 3.2.6.- 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.
- 3.2.7.- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial” y la orientación sobre el control y la consolidación de 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 en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.2.8.- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La norma es aplicable en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.2.9.- 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 en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- 3.2.10.- 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.
- 3.2.11.- 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.
- 3.2.12.- 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.
- 3.2.13.- 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.
- 3.2.14.- 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.
- 3.2.15.- 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.

- 3.2.16.- 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”.
- 3.2.17.- 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.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2013, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- 3.3.1.- Enmienda a la NIC 32 “Instrumentos financieros”: “Presentación”. Emitida en diciembre 2011. Aclara los requisitos para la compensación de activos y pasivos financieros en el Estado de Situación Financiera. Específicamente, indica que el derecho de compensación debe estar disponible a la fecha del estado financiero y no depender de un acontecimiento futuro. Indica también que debe ser jurídicamente obligante para las contrapartes tanto en el curso normal del negocio, así como también en el caso de impago, insolvencia o quiebra. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada está permitida.
- 3.3.2.- 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 inicialmente era aplicable a contar del 1 de enero de 2015, sin embargo el IASB observó que esta fecha no da suficiente tiempo a las entidades de preparar la aplicación, por lo cual decidió de publicar la fecha efectiva cuando el proyecto esté más cerca a completarse. Por eso, su fecha de aplicación efectiva está por determinarse y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.3.- Mejora a la NIC 27 “Estados Financieros Separados”, 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 del 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.

- 3.3.4.- CINIIF 21 “Gravámenes”. Emitida en mayo de 2013. Esta interpretación de la NIC 37 “Provisiones, Activos Contingentes y Pasivos Contingentes”, proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros. Estas modificaciones son aplicables a partir del 1 de enero de 2014.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 36 “Deterioro del valor de los activos”. Emitida en mayo de 2013. La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida para los periodos en que la entidad ha aplicado la NIIF 13.
- 3.3.6.- Enmienda a NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”. Emitida en junio de 2013. A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación. Estas modificaciones son aplicables a partir de 1 de enero de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.7.- Enmienda a NIC 19 “Beneficios a los Empleados”. Emitida en noviembre de 2013. Está enmienda se aplica a las aportaciones de empleados o terceros a planes de beneficios definidos. El objetivo de las enmiendas es la simplificación de la contabilidad de aportaciones que están independientes de los años de servicio del empleado; por ejemplo, aportaciones de empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del salario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIIF 3 “Combinaciones de Negocios”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta enmienda se clarifican algunos aspectos de la contabilidad de consideraciones contingentes en una combinación de negocios. NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” requiere que la medición subsecuente de una consideración contingente debe realizarse al valor razonable, por lo cual elimina las referencias a IAS 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes” u otras NIIF que potencialmente tienen otras bases de valorización que no constituyen el valor razonable. Se deja la referencia a NIIF 9 “Instrumentos Financieros”; sin embargo, se modifica NIIF 9 aclarando que una consideración contingente, sea un activo o pasivo financiero, se mide al valor razonable con cambios en resultados u otros resultados integrales, dependiendo de los requerimientos de ésta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIC 40 “Propiedades de Inversión”. Emitida en diciembre de 2013. A través de esta modificación La enmienda aclara que se requiere de juicio para determinar si la adquisición de propiedades de inversión constituye la adquisición de un activo, un grupo de activos o una combinación de negocios conforme la NIIF 3. El juicio se basa en la orientación de la NIIF 3 más que en la NIC 40, que brinda orientación para determinar si una propiedad es una inversión en propiedades u ocupada por el propietario. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014 y su adopción anticipada es permitida.



La Administración del Grupo CGE estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, y que pudiesen aplicar al Grupo CGE, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de CGE Distribución S.A. 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 trata las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas del Grupo. En el caso de adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.



Cuando 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 las empresas subsidiarias incluidas en la consolidación.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31/12/2013		31/12/2012	
					Directo	Indirecto	Total	Total
76.144.196-9	Emel Sur S.A.	Chile	B. O'Higgins 886, Santiago	CL \$	0,00000%	0,00000%	0,00000%	98,15775%
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Ortúzar N° 376, Melipilla	CL \$	99,99999%	0,00000%	99,99999%	0,00000%
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	2 Sur N° 1445, Talca	CL \$	99,99998%	0,00000%	99,99998%	0,00000%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

Según lo dispuesto por la Décima Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 15 de abril de 2013, se acordó el aumento del capital de la Sociedad por un monto de M\$ 2.398.740, mediante la emisión de 806.906 acciones nominativas y sin valor nominal. Este aumento del capital social permitió incorporar en CGE Distribución S.A. la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A. La fusión o absorción de Emel Sur S.A. se realizó con efecto a contar del 01 de enero de 2013.

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

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, 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 2013.

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 sus Subsidiarias, 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
31/12/2013	524,61	23.309,56
31/12/2012	479,96	22.840,75

UF Unidades de fomento US \$ Dólar estadounidense
CL Pesos chilenos

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, el que se ha identificado 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 valorados a su costo menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

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

Reconocimiento y medición:

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

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

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

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



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

Los intereses que surgen de los valores disponibles para la venta calculados usando el método de interés efectivo se reconocen en el estado de resultados en el rubro ingresos financieros. Los dividendos generados por instrumentos disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados en el rubro otras ganancias (pérdidas), cuando se ha establecido el derecho a percibir el pago de los dividendos.

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

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

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

3.13.- 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);

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 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.

Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.



3.21.4.- 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 estatales 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).

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas (“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 se utiliza 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 sus filiales 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 sus filiales Emelectric S.A. y Emetal 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 sus filiales Emelectric S.A. y Emetal 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 2013 la Sociedad y sus filiales no poseen stock de deuda en moneda extranjera, en consecuencia, no se encuentran afectas al riesgo de variación de tipo de cambio. La deuda financiera total de CGE Distribución S.A. y sus filiales Emelectric S.A. y Emetal S.A., se encuentra expresada en un 84,74% en Unidades de Fomento y un 15,26% en pesos.

Tipo de deuda	31/12/2013		31/12/2012	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$.	40.488.736	15,26%	40.531.292	15,56%
Deuda en unidades de fomento.	224.862.255	84,74%	220.013.784	84,44%
Total deuda financiera	265.350.991	100,00%	260.545.076	100,00%



5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2013, CGE Distribución S.A. y sus filiales Emelectric S.A. y Emetal S.A., mantienen un 84,74% de sus deudas financieras expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para dimensionar el efecto de la variación de la UF en el resultado antes de impuestos, se realizó una sensibilización de esta unidad de reajuste, determinando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF al 31 de diciembre de 2013, los resultados antes de impuestos hubieran disminuido en M\$ 2.250.882 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 del 2013 la deuda financiera de CGE Distribución S.A. y sus filiales Emelectric S.A. y Emetal S.A. se encuentra estructurada en un 58% a tasa fija y un 42% 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\$ 971.126 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\$ 1.563.914 de mayor gasto.

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

El riesgo de liquidez en CGE Distribución S.A. y sus filiales Emelectric S.A. y Emetal 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 2013, un 90% 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 Sociedad. 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 31/12/2013	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.	33.441.555	45.482.260	41.816.396	15.751.367	0	136.491.578
Bonos.	11.329.352	22.938.923	34.933.016	47.362.973	220.909.150	337.473.414
Total	44.770.907	68.421.183	76.749.412	63.114.340	220.909.150	473.964.992
Porcentualidad	10%	14%	16%	13%	47%	100%

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%

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 sus filiales Emelectric S.A. y Emetal 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 3,6 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de deudas comerciales vencidas y deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 5,2% del total de ingresos operacionales.

Conceptos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses).	718.625.551	671.001.162
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	215.825.094	205.392.789
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	37.034.793	31.488.825
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	3,6	3,7
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	5,2%	4,7%



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 del 2013 y 2012. 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. (Nota 7.2, Nivel II).

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

Deuda al 31 de diciembre de 2013	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	112.500.963	112.500.503	0,00%
Bonos y efectos de comercio.	152.850.028	156.379.053	2,31%
Total pasivo financiero	265.350.991	268.879.556	1,33%

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	1,29%
Bonos y efectos de comercio.	63.015.756	65.938.041	4,64%
Total pasivo financiero	260.545.076	266.021.191	2,10%

6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	3.883.590	9.028.176
Saldos en bancos.	8.059.931	7.805.328
Total	11.943.521	16.833.504

El efectivo y equivalentes de efectivo incluido en los estados financieros consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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 2013 y 2012 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	11.943.521	16.833.504
Total		11.943.521	16.833.504



7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

7.1.- Activos y pasivos de cobertura.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013 y 2012, no mantiene saldos por contratos de permuta de tipo de cambio y tasa de interés. Al mes de septiembre de 2012 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 cursado en septiembre de 2012, de la deuda en moneda extranjera por MUS\$ 50.000.

La Sociedad, no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados.

7.2.- Jerarquías del valor razonable.

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 no existen instrumentos financieros contabilizados a valor justo en el estado de situación financiera de existir estos serán 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.

8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales, neto.	143.086.683	146.168.513	10.908.742	12.086.562
Otras cuentas por cobrar, neto. (*)	24.740.777	15.562.812	54.099	86.077
Total	167.827.460	161.731.325	10.962.841	12.172.639

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

(*) Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo honorarios.	112	790	0	0
Préstamos al personal.	133.878	246.843	54.099	86.077
Sub total	133.990	247.633	54.099	86.077
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	2.662.220	2.662.220	0	0
Sub total	2.662.220	2.662.220	0	0
Deudores varios				
Deudores varios.(*)	19.609.397	11.732.135	0	0
Anticipo Proveedores.	1.842.521	827.551	0	0
Otros documentos por cobrar.	345.141	30.724	0	0
Crédito a terceros.	10.000	15.347	0	0
Otros.	164.376	65.800	0	0
Provisión de deterioro.	(26.868)	(18.598)	0	0
Sub total	21.944.567	12.652.959	0	0
Total	24.740.777	15.562.812	54.099	86.077

(*) Ver nota 20.

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	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Deudores comerciales, bruto.	180.094.608	177.638.740	10.908.742	12.086.562
Otras cuentas por cobrar, bruto.	24.767.645	15.581.410	54.099	86.077
Total	204.862.253	193.220.150	10.962.841	12.172.639

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Deudores comerciales.	37.007.925	31.470.227
Otras cuentas por cobrar.	26.868	18.598
Total	37.034.793	31.488.825



El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Saldo inicial.	31.488.825	20.262.641
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del ejercicio.	0	(1.139.551)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del ejercicio.	0	2.316.065
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	5.545.968	10.049.670
Total	37.034.793	31.488.825

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 rige 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:

Clientes 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.

Clientes 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 2013 y 2012 es la siguiente:

31/12/2013	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.	106.264.759	21.392.462	5.821.952	2.011.759	1.634.737	1.479.771	1.305.941	1.527.813	1.118.384	48.445.772	191.003.350	180.094.608	10.908.742
Otras cuentas por cobrar, bruto.	24.793.386	9.056	0	0	0	0	3.071	0	0	16.231	24.821.744	24.767.645	54.099
Provision deterioro.	(363.111)	(369.888)	(349.127)	(372.269)	(430.970)	(394.665)	(363.660)	(359.212)	(378.831)	(33.653.060)	(37.034.793)	(37.034.793)	0
Total	130.695.034	21.031.630	5.472.825	1.639.490	1.203.767	1.085.106	945.352	1.168.601	739.553	14.808.943	178.790.301	167.827.460	10.962.841

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.	103.668.964	22.927.727	6.581.778	2.611.644	2.213.280	2.127.967	1.917.337	1.699.505	1.667.610	44.309.490	189.725.302	177.638.740	12.086.562
Otras cuentas por cobrar, bruto.	15.554.740	7.794	0	0	0	1.896	0	0	130	102.927	15.667.487	15.581.410	86.077
Provision deterioro.	(291.094)	(289.260)	(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	118.932.610	22.646.261	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



8.3.- Resumen de estratificación de la cartera.

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

31/12/2013								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	54.741.582	0	0	0	0	54.741.582	0
Por vencer.	700.145	33.563.486	(248.063)	29.353	17.959.691	(115.049)	51.523.177	(363.112)
Sub total por vencer	700.145	88.305.068	(248.063)	29.353	17.959.691	(115.049)	106.264.759	(363.112)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	390.550	20.844.454	(250.815)	13.283	548.008	(111.507)	21.392.462	(362.322)
Entre 31 y 60 días	101.458	5.487.011	(240.178)	4.245	334.941	(108.949)	5.821.952	(349.127)
Entre 61 y 90 días	12.305	1.741.009	(265.533)	1.317	270.750	(106.736)	2.011.759	(372.269)
Entre 91 y 120 días	8.212	1.379.690	(318.842)	864	255.047	(112.128)	1.634.737	(430.970)
Entre 121 y 150 días	6.930	1.277.708	(285.098)	642	202.063	(109.567)	1.479.771	(394.665)
Entre 151 y 180 días	5.701	1.100.361	(257.504)	451	205.580	(103.085)	1.305.941	(360.589)
Entre 181 y 210 días	4.896	1.268.979	(255.757)	505	258.834	(103.455)	1.527.813	(359.212)
Entre 211 y 250 días	4.541	907.932	(273.403)	436	210.452	(105.428)	1.118.384	(378.831)
Más de 250 días	223.568	42.602.544	(28.811.870)	30.661	5.843.228	(4.824.958)	48.445.772	(33.636.828)
Sub total vencidos	758.161	76.609.688	(30.959.000)	52.404	8.128.903	(5.685.813)	84.738.591	(36.644.813)
Total	1.458.306	164.914.756	(31.207.063)	81.757	26.088.594	(5.800.862)	191.003.350	(37.007.925)

31/12/2012								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada.	0	43.447.246	0	0	0	0	43.447.246	0
Por vencer.	695.978	35.676.473	(198.624)	50.385	24.545.245	(69.989)	60.221.718	(268.613)
Sub total por vencer	695.978	79.123.719	(198.624)	50.385	24.545.245	(69.989)	103.668.964	(268.613)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	359.304	21.950.199	(230.555)	27.727	977.528	(73.920)	22.927.727	(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	78.384.572	(26.917.738)	80.421	7.671.766	(4.283.876)	86.056.338	(31.201.614)
Total	1.357.649	157.508.291	(27.116.362)	130.806	32.217.011	(4.353.865)	189.725.302	(31.470.227)

8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31/12/2013				
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.	557	538.214	1.487	10.949.938
Total	557	538.214	1.487	10.949.938

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

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Provisión y castigos	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Provisión cartera no repactada.	4.098.971	5.072.176
Provisión cartera repactada.	1.446.997	3.867.549
Castigos del período o ejercicio.	0	1.109.945
Total	5.545.968	10.049.670



8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente por venta de energía y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones N°	01/01/2013 31/12/2013 M\$
Ventas de energía eléctrica	20.398.305	718.625.551
Total	20.398.305	718.625.551

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

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 el Título XVI 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 2013 y 2012 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	
							31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	27.237	26.953		
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	0	910		
76.412.700-5	Enerplus S.A	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	0	231		
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Venta de Activo Fijo	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	0	3.183		
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	499	716		
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	0	23.240		
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio de Facturación y Recaudación	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	149	639		
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Arriendos prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	516	0		
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	9.111	4.006		
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	5.343	3.020		
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz	CLP	506	115		
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cta. Cte. Mercantil	Hasta 30 días	Matriz	CLP	27.175.316	0		
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	13.500	8.598		
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	515.628	0		
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	1.484	1.038		
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	3.765	3.138		
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	4.158	3.262		
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio de Facturación y Recaudación	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	208.469	823.057		
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	6.124	16.632		
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	1.708	0		
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio de Facturación y Recaudación	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	69	362		
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	2.496	2.990		
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio de Facturación y Recaudación	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	56	22		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	810	1.089		
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	215	11.545		
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	45.533	67.389		
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	34.460	17.186		
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Matriz Común	CLP	271	0		
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	130	3.229		
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CLP	328	0		
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	567	439		
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	0	2.466		
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	3.005	1.631		
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	5.097		
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	98.135	140.388		
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	39.030	0		
TOTALES							28.198.618	1.172.571	0	0



9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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	
							31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Arriendo de oficinas y otros	Hasta 90 días	Matriz Común	CLP	0	30.625	0	0
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Servicio facturación y Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CL \$	27	0	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	52	838	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	13.098	1.623	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	1.327	210.215	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Servicio facturación y Recaudación	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	1.008	584	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Arriendo de oficinas y otros	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	13.989	0	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Compra de activo fijo	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	1.405	0	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	1.020.160	1.862.439	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Compra de repuestos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	618.894	0	0	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	2.212	0	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta Corriente Mercantil	Hasta 30 días	Matriz	CLP	0	539.341	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz	CLP	277	218.953	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 30 días	Matriz	CLP	105.538	0	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	644.976	720.082	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	150.480	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	89.005	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	1.318.917	1.478.965	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	204.328	46.035	0	0
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Servicio facturación y Recaudación	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	128	1.179	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Servicio facturación y Recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	218	0	0	0
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Servicio facturación y Recaudación	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	886	0	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Indirecta	CLP	2.535	694	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Peajes y Arriendos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	69.690	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Deuda por Pagar	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	0	68.459	0	16.324.719
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	12.663	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	175.683	0	0	0
96.719.210-5	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz Común	CL \$	15.229	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	12.802	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Compra de repuestos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	43.187	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	1.541.236	2.652.106	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	1.634	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Arriendo de oficinas y otros	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	240	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	406.255	2.450.359	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicio de Recaudación	Hasta 30 días	Matriz Común	CLP	929.717	0	0	0
TOTALES							7.088.621	10.591.672	0	16.324.719



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 2013 y 2012:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2013 31/12/2013		01/01/2012 31/12/2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	5.970.973	(1.490.740)	5.056.161	(2.524.746)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	146.590	(146.590)	147.813	(147.813)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	2.076.505	0	8.273.800	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	977	977	2.098	2.098
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	2.223.820	0	55.427	0
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	12.850	(12.850)	32.288	(32.288)
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	8.398	8.398	33.391	33.391
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas y otros	CL \$	1.700	1.700	2.341	2.341
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CL \$	0	0	30.133	30.133
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios prestados	CL \$	517	517	612	612
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses Cobrados	CL \$	2.046.900	89.232	80.241	95.067
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	792.490	(792.490)	979.455	(979.455)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	6.063	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	921.314.827	0	903.708.693	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	893.996.376	0	876.725.875	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	208.075	(51.860)	13.226.611	(13.137.705)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Venta de Energía	CL \$	109	109	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicios recibidos	CL \$	199.141	(199.141)	196.129	(196.129)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	47.626	47.626	0	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	38.503	38.503	82.395	82.395
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	202	202	4.845.670	4.845.670
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	3.046	(3.046)	26.755	(26.755)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	534.867	(528.356)	1.381.431	(1.381.431)
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Abonos)	CL \$	6.657.662	0	6.996.604	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	59.939	0	2.863	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	1.685	0
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	6.312.204	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	9.111.141	(9.111.141)	12.708.751	(12.708.751)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	1.089.530	(12.885)	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	1.482	(1.482)	1.871.339	(1.871.339)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas	CL \$	1.833.176	(1.833.176)	2.305.050	(2.305.050)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	0	0	10.936	(10.936)
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	2.351	2.351	0	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	0	0	263	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	155	(155)	855	0
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	3.665	3.665	3.258	3.258
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Materiales	CL \$	5.405	5.405	7.702	7.702
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	32.230	32.230	32.571	32.571
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	411	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	19.263	18.026	184.199	184.199
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	40.973	23.559	38.000	38.000
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	23.418	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	12.971	(12.971)	16.846	(16.846)
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	28.437	28.437	29.857	29.857

Continuación:

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01/01/2013 31/12/2013		01/01/2012 31/12/2012	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	315	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	16.285	16.285	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	23.754	(23.754)	24.347	(25.574)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	21.511	21.511	76.709	76.709
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Peajes y arriendos	CL \$	314.623	(155.413)	7.856	(7.856)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	492	492	5.610	5.610
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	139.871	(139.871)	470.012	(470.012)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	339.595	339.595	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	137.377	137.377	755.416	755.416
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	17.795	(5.758)	6.937	6.937
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	62.067	62.067	24.786	24.786
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	1.629	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	69.754	(644)	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	10.980	0	7.257	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos-Ingreso	CL \$	0	0	619.695	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	347.625	(347.625)	716.824	(718.051)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	205	205	52	52
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	6.804.885	(6.804.885)	10.778.725	(10.778.725)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	44.049	(44.049)	56.660	(56.660)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	97.884	(97.884)	721.824	(721.824)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activo fijo	CL \$	420.602	(420.602)	10.103	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	814.059	(67.151)	651.247	(31.136)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	2.087	(2.087)	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de repuestos	CL \$	583.766	0	7.210	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses pagados	CL \$	0	0	77.234	(77.234)
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Materiales	CL \$	0	0	6	6
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	1.456	1.456	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	4.910	5.660	3.090	3.090
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Intereses cobrados	CL \$	5	5	5	5
96.893.200-9	Transemel S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	15.532	8.069	8.171	8.171
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	16.348	(16.348)	45.389	(45.389)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Recibidos	CL \$	1.785	(1.785)	6.260	(6.260)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios Prestados	CL \$	55	55	185	185
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	6.563	6.563	60	60
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	842	842	1.986	1.986
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	1.415.690	(1.292.903)	1.928.081	(1.928.081)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	181.529	181.529	307.470	307.470
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	0	0	3.284	(3.284)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Abonos)	CL \$	16.415.602	0	8.404.827	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudación (Cargos)	CL \$	17.356.038	0	8.404.827	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de oficinas y otros	CL \$	70.161	70.161	154.253	154.253
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	251.931	251.931	460.985	460.985
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	0	0	47.083	(47.083)
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	270.768	(270.768)	330.041	(330.041)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de materiales	CL \$	0	0	770	(770)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	11.973	(11.973)	32.327	(32.327)
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de activo fijo	CL \$	2.550	2.550	0	0
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Indirecta	Venta de equipos	CL \$	765	765	2.675	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Venta de Energía	CL \$	532	532	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	37	37	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	0	0	2.236	(2.236)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	362.333	(362.333)	776.069	(776.069)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	43.054	43.054	38.000	38.000
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	22.203	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	366.428	366.428	4.933.342	4.933.342
TOTALES						1.901.902.860	(22.444.611)	1.880.060.434	(39.240.436)

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 para el período abril 2012 – abril 2015.

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 11 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 15 de abril de 2013, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2013, los cuales son idénticos a los fijados 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 períodos terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 a los Señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2012 31-12-2012
		Dieta directorio M\$	Dieta directorio M\$
Francisco Javier Marín Jordán	Presidente	26.948	22.391
Carlos Hornauer Herrmann	Vicepresidente	13.474	12.197
Francisco Javier Marín Estévez	Ex - Presidente	0	8.073
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	13.474	12.201
Cristián Bulnes Álamos	Director	13.474	9.177
Eduardo Morandé Montt	Director	13.474	9.177
Gonzalo Palacios Vásquez	Director	13.474	9.177
Rafael Marín Jordán	Director	13.474	8.159
Gonzalo Rodríguez Vives	Ex - Director	0	3.024
Pablo Guarda Barros	Ex - Director	0	4.037
Pablo José Pérez Cruz	Ex - Director	0	4.037
Totales		107.792	101.650

9.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados asociadas al equipo gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$ 3.091.385 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2013, (M\$ 3.383.762 en el ejercicio 2012).

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 2013 y 2012 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Suministros para mantención.	179.459	178.626
Trabajos en curso.	144.429	87.212
Total	323.888	265.838

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	1.242.092	1.624.839

11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Activos, pasivos por impuestos	Corriente	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos por impuestos		
Pagos provisionales mensuales.	3.847.543	4.698.495
Créditos al impuesto.	182.711	789.903
Subtotal activos por impuestos	4.030.254	5.488.398
Pasivos por impuestos		
Impuesto a la renta de primera categoría.	(2.149.539)	(2.424.246)
Subtotal pasivos por impuestos	(2.149.539)	(2.424.246)
Total activos (pasivos) por impuestos	1.880.715	3.064.152

12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Gastos pagados por anticipado.	171.391	111.578
Garantías de arriendo.	0	7.601
Boletas en garantía.	155.235	176.723
Otros activos.	111.023	26.897
Total	437.649	322.799

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 2013.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01/01/2013 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
Emel Sur S.A.	Chile	CL \$	98,15775%	98,15775%	128.779.831	0	1.277.052	0	0	0	(130.056.883)	0	0
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	CL \$	99,99999%	99,99999%	0	48.798.601	2.278.315	0	(1.874.598)	0	0	49.202.318	0
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	CL \$	99,99998%	99,99998%	0	20.747.000	2.317.077	0	(1.610.347)	0	0	21.453.730	0
Total					128.779.831	69.545.601	5.872.444	0	(3.484.945)	0	(130.056.883)	70.656.048	0

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 de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
Emel Sur S.A.	Chile	CL \$	98,15775%	98,15775%	0	131.807.111	730.076	(2.401.071)	0	(1.425.325)	69.040	128.779.831	(44.227)
Total					0	131.807.111	730.076	(2.401.071)	0	(1.425.325)	69.040	128.779.831	(44.227)

13.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Inversiones en sociedades subsidiarias al	Porcentaje participación	31-12-2013													
		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\$	Resultado integral M\$	Resultado Integral controlador M\$
Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	99,99999%	34.081.967	104.689.307	138.771.274	46.950.316	42.618.642	89.568.958	49.202.316	106.407.582	(88.993.769)	(15.135.498)	2.278.315	2.278.315	0	2.278.315
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	99,99998%	5.910.587	20.241.616	26.152.203	3.028.105	1.670.368	4.698.473	21.453.730	11.498.129	(8.530.548)	(650.503)	2.317.078	2.317.078	0	2.317.078
Total		39.992.554	124.930.923	164.923.477	49.978.421	44.289.010	94.267.431	70.656.046	117.905.711	(97.524.317)	(15.786.001)	4.595.393	4.595.393	0	4.595.393

Inversiones en sociedades subsidiarias	Porcentaje participación	31/12/2012													
		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\$	Resultado integral M\$	Resultado Integral 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	30.343.154	(25.342.705)	(3.896.878)	1.103.571	1.083.241	1.103.571	1.083.241
Total		38.151.470	200.809.478	238.960.948	47.134.230	60.629.910	107.764.140	131.196.808	30.343.154	(25.342.705)	(3.896.878)	1.103.571	1.083.241	1.103.571	1.083.241

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 2013 y 2012 es el siguiente:

Activos Intangibles	31/12/2013		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Programas informáticos.	4.056.223	(4.049.174)	7.049
Otros activos intangibles identificables.	79.797.242	(15.948)	79.781.294
Total	83.853.465	(4.065.122)	79.788.343

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

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es de vida finita:

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles de vida finita.	4.065.122	4.081.511
Total	4.065.122	4.081.511

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2013, 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 2013 y de 2012 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31/12/2013		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	69.654	79.765.496	79.835.150
Adiciones.	0	19.273	19.273
Retiros.	(46.464)	0	(46.464)
Amortización.	(16.142)	(3.474)	(19.616)
Cambios, total	(62.606)	15.799	(46.807)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	7.048	79.781.295	79.788.343

Movimientos en activos intangibles	31/12/2012		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	82.697	44.213	126.910
Adiciones.	2.570	22.337	24.907
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	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

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2013	Importe en libros de activo individual intangible significativo	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
	M\$	
Servidumbres.	3.297.344	Indefinida
Servidumbres.	44.195	Definida
Concesión Empresas Emel.	76.439.756	Indefinida
Total	79.781.295	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	desde al	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	Ref. Nota	M\$	M\$
Costo de ventas.	26.3	11.128	16.576
Gastos de administración.	26.3	8.488	15.585
Total		19.616	32.161

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 2013 y 2012 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2012			Movimientos 2013	
					Saldo al 01-01-2012	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2012	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2013
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad 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 o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.10. 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 e 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 al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012 fluctúan entre 9% y un 11% para Chile.

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 y hasta marzo de 2013, la Sociedad poseía el 98,15775% de la propiedad accionaria de Emel Sur S.A., por lo tanto, los presentes estados financieros consideran para el 2012 el efecto de activos y pasivos asociados a consolidación al 31 de diciembre de 2012 de esta Sociedad, en tanto 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 juntas Extraordinarias de Accionistas de CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A., celebradas con fecha 15 de abril de 2013, se aprobó la fusión de ambas sociedades por incorporación de Emel Sur S.A. en CGE Distribución S.A., incorporándose en esta última la totalidad del patrimonio de la primera y todos sus accionistas, la que se disolverá, todo en conformidad a lo establecido en el artículo 99 de la ley N° 18.046, con efectos contables a contar del 1 de enero de 2013.

La referida fusión no generará efecto en los resultados de CGE Distribución S.A.

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\$
Adquisición	131.807.111
Total pago transferido	131.807.111
Saldos de activos adquiridos y de pasivos asumidos identificables reconocidos	
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 INVERSIÓN.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo Inicial	517.603	466.984
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	(429.656)	0
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	0	50.619
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(429.656)	50.619
Total	87.947	517.603

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	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	87.947	517.603
Total	87.947	517.603

16.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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 2013 y 2012 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	33.861.621	38.623.349
Terrenos.	1.417.425	1.417.427
Edificios.	1.139.914	1.167.715
Planta y equipos.	419.737.103	413.431.660
Subestaciones de distribución.	62.227.097	60.911.977
Líneas y redes de media y baja tensión.	348.053.922	342.518.117
Medidores.	9.456.084	10.001.566
Equipamiento de tecnología de la información.	31.881	53.247
Instalaciones fijas y accesorios.	4.276.534	3.250.189
Equipos de comunicaciones.	316.199	394.061
Herramientas.	2.558.441	996.637
Muebles y útiles.	259.624	344.027
Instalaciones y accesorios diversos.	1.142.270	1.515.464
Vehículos de motor.	340.661	417.792
Otras propiedades, plantas y equipos.	820.255	661.710
Total	461.625.394	459.023.089

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcciones en curso.	33.861.621	38.623.349
Terrenos.	1.417.425	1.417.427
Edificios.	1.529.704	1.529.704
Planta y equipos.	595.998.059	574.895.943
Subestaciones de distribución.	90.121.444	86.519.170
Líneas y redes de media y baja tensión.	487.632.814	470.475.881
Medidores.	18.243.801	17.900.892
Equipamiento de tecnología de la información.	337.633	534.918
Instalaciones fijas y accesorios.	11.807.365	13.462.846
Equipos de comunicaciones.	844.292	1.547.826
Herramientas.	4.222.702	4.105.560
Muebles y útiles.	1.101.421	1.935.566
Instalaciones y accesorios diversos.	5.638.950	5.873.894
Vehículos de motor.	3.219.547	3.391.673
Otras propiedades, plantas y equipos.	820.255	661.710
Total	648.991.609	634.517.570

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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Edificios.	389.790	361.989
Planta y equipos.	176.260.956	161.464.283
Subestaciones de distribución.	27.894.347	25.607.193
Líneas y redes de media y baja tensión.	139.578.892	127.957.764
Medidores.	8.787.717	7.899.326
Equipamiento de tecnología de la información.	305.752	481.671
Instalaciones fijas y accesorios.	7.530.831	10.212.657
Equipos de comunicaciones.	528.093	1.153.765
Herramientas.	1.664.261	3.108.923
Muebles y útiles.	841.797	1.591.539
Instalaciones y accesorios diversos.	4.496.680	4.358.430
Vehículos de motor.	2.878.886	2.973.881
Total	187.366.215	175.494.481

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2013:

Movimiento año 2013		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 2013		38.623.349	1.417.427	1.167.715	413.431.660	53.247	3.250.189	417.792	661.710	459.023.089
Cambios	Adiciones.	23.123.227	0	0	2.035	0	139.980	21.722	290.133	23.577.097
	Desapropiaciones.	0	0	0	0	0	0	(6.000)	0	(6.000)
	Retiros.		0	0	(3.396.758)	0	(42.905)	0	0	(3.439.663)
	Gasto por depreciación.			(27.801)	(16.394.192)	(21.842)	(992.441)	(92.853)	0	(17.529.129)
	Otros incrementos (decrementos).	(27.884.955)	(2)	0	26.094.358	476	1.921.711	0	(131.588)	0
	Total cambios	(4.761.728)	(2)	(27.801)	6.305.443	(21.366)	1.026.345	(77.131)	158.545	2.602.305
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		33.861.621	1.417.425	1.139.914	419.737.103	31.881	4.276.534	340.661	820.255	461.625.394

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		3.243.662	233.259		335.937.611
Cambios	Adiciones.	22.368.492	0	0	693.483	0	91.923	38.822	94.704	23.287.424
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.	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 (decrementos) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		196.780	275.635	0	0	0	0	0	472.415
	Otros incrementos (decrementos).	(22.308.615)	0	284	23.106.994	0	174.191	1.382	(974.236)	0
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

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 2013 asciende a M\$ 111.695.853 (M\$ 118.940.006 al 31 de Diciembre de 2012), ver Nota 17.6.

En el siguiente cuadro se detallan informaciones adicionales sobre propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	3.396.758	3.026.974
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	23.123.227	22.368.492

17.5.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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, este método implica revisar anualmente la variación en los valores razonables de los bienes. Las tasaciones de propiedades, planta y equipo son efectuadas toda vez que existen variaciones significativas en las variables que inciden en la determinación de sus valores razonables. Tales revaluaciones frecuentes serán innecesarias para elementos de Propiedades, planta y equipo con variaciones insignificantes en su valor razonable. Para éstos, pueden ser suficientes revaluaciones hechas cada tres o cinco años.

En cuanto a la revaluación de los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio de distribución 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	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Terrenos.	411.654	411.655
Edificios.	476.590	487.564
Planta y equipos.	309.710.346	296.177.577
Total	310.598.590	297.076.796

El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	118.940.006	77.859.613
Ajustes de revaluación.	0	472.415
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(876.016)	(980.566)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del período o ejercicio.	0	48.402.531
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(6.368.137)	(6.813.987)
Movimiento del ejercicio	(7.244.153)	41.080.393
Total	111.695.853	118.940.006

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	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Construcción en curso.	33.861.621	38.623.349
Equipamiento de tecnologías de la información.	31.881	53.247
Instalaciones fijas y accesorios.	4.276.533	3.250.189
Vehículos de motor.	340.661	417.792
Otras propiedades, planta y equipos.	820.255	661.710
Total	39.330.951	43.006.287

17.7.- Deterioro de propiedades, planta y equipo.

No existen deterioros para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

18.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

18.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	352.091	380.598
Relativos a intangibles.	13.950.386	15.334.622
Relativos a acumulaciones (o devengos).	692.092	925.711
Relativos a provisiones.	2.374.297	3.076.442
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	2.091.958	2.085.504
Relativos a pérdidas fiscales.	5.874.731	6.292.454
Relativos a cuentas por cobrar.	6.827.755	5.705.814
Relativos a los inventarios.	0	28.002
Relativos a otros.	816.163	637.788
Total	32.979.473	34.466.935

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	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	28.098.595	25.540.665
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	22.874.397	23.882.485
Relativos a intangibles.	15.841.424	15.841.634
Relativos a acumulaciones (o devengos).	4.100	12.191
Relativos a provisiones.	753.517	800.757
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	0	22.892
Relativos a otros.	247.300	251.696
Total	67.819.333	66.352.320

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 2013 y 2012:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	34.466.935	27.657.889
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(1.487.462)	3.069.021
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio.	0	1.200.368
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	0	2.539.657
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	(1.487.462)	6.809.046
Total	32.979.473	34.466.935

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial	66.352.320	31.100.499
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	1.467.013	2.038.142
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio.	0	25.827.955
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	0	7.385.724
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	1.467.013	35.251.821
Total	67.819.333	66.352.320

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	31/12/2013			31/12/2012		
	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.	32.979.473	(32.979.473)	0	34.466.935	(34.466.935)	0
Pasivos por impuestos diferidos.	(67.819.333)	32.979.473	(34.839.860)	(66.352.320)	34.466.935	(31.885.385)
Total	(34.839.860)	0	(34.839.860)	(31.885.385)	0	(31.885.385)

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.

19.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

19.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31/12/2013		31/12/2012	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	518.581	39.970.156	586.756	39.944.536
Préstamos bancarios.		UF	11.062.038	60.950.188	17.152.000	139.846.028
Total préstamos bancarios			11.580.619	100.920.344	17.738.756	179.790.564
Obligaciones con el público (bonos)		UF	6.579.243	146.270.785	5.608.180	57.407.576
Total			18.159.862	247.191.129	23.346.936	237.198.140

CL\$: Pesos chilenos.
 UF : Unidad de fomento.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

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	31/12/2013	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	31/12/2013
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Corpbanca	UF	Semestral	3,34%	3,34%	Sin Garantía	0	323.457	0	0	323.457	1.059.583	2.119.165	6.357.494	11.655.406	0	21.191.648
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco BBVA	CL\$	Semestral	5,35%	5,35%	Sin Garantía	0	0	0	75.792	75.792	0	0	14.996.325	0	0	14.996.325
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco ITAU	UF	Annual	3,44%	3,44%	Sin Garantía	0	0	0	10.437.300	10.437.300	0	0	0	0	0	0
Chile	CGE-Distribución S.A.	BancoEstado	CL\$	Semestral	6,43%	6,43%	Sin Garantía	0	0	346.506	0	346.506	0	19.994.329	0	0	0	19.994.329
Chile	CGE-Distribución S.A.	Banco Bice	UF	Semestral	3,51%	3,51%	Sin Garantía	0	0	0	40.999	40.999	0	1.023.310	3.683.915	5.525.872	0	10.233.097
Chile	Emelectric S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	4,10%	4,10%	Sin Garantía	0	0	146.540	0	146.540	13.985.736	0	0	0	0	13.985.736
Chile	Emelectric S.A.	Banco Santander	UF	Al vencimiento	4,25%	4,25%	Sin Garantía	0	0	0	113.742	113.742	0	15.539.707	0	0	0	15.539.707
Chile	Emelectric S.A.	Banco Penta	CL\$	Al vencimiento	6,70%	6,36%	Sin Garantía	0	0	96.283	0	96.283	0	0	4.979.502	0	0	4.979.502
Totales								0	323.457	589.329	10.667.833	11.580.619	15.045.319	38.676.511	30.017.236	17.181.278	0	100.920.344

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	10 o más años	31/12/2012	
								M\$	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	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	0	0	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	0	0	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	0	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	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	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	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	0	0	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	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	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	0	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	0	179.790.564	

19.3.- Obligaciones con el público (bonos).

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

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					
										31/12/2013	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	31/12/2013
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
389	BCGED-B	2.571.429	UF	4,50%	4,96%	01/10/2025	Chile	Semestral	Semestral	5.667.259	4.904.237	4.904.237	9.808.473	24.521.184	9.808.472	53.946.603
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30/09/2034	Chile	Semestral	Semestral	911.984	0	0	0	0	92.324.182	92.324.182
Totales										6.579.243	4.904.237	4.904.237	9.808.473	24.521.184	102.132.654	146.270.785

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-B	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

19.4.- Obligaciones con el público (pagarés).

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013 y de 2012, no presenta saldos por este concepto.

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Proveedores de energía otros eléctrico.(*)	101.177.011	67.002.175	0	0
Retenciones.	7.553.125	6.778.271	0	0
Dividendos por pagar.	69.794	101.102	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	2.636.259	4.025.922	0	0
Proveedores no energéticos.	8.494.432	12.432.717	0	0
Acreedores varios.	525.117	555.405	83.125	79.318
Otros.	313.198	284.395	0	0
Total	120.768.936	91.179.987	83.125	79.318

(*) El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto Núm. 14 de fecha 14 de febrero de 2012 del Ministerio de Energía, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación. Sin embargo, aún se encuentran pendientes la reliquidación de dicho decreto y la publicación de los correspondientes decretos de precios de nudo promedio, los cuales deben establecer la forma en que dichas tarifas se incluyen en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios.

(**) Ver Nota 20.1.

20.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Vacaciones del personal.	1.571.669	1.948.309	0	0
Bonificaciones de feriados	43.670	171.877	0	0
Participación sobre resultados.	1.020.920	1.905.736	0	0
Total	2.636.259	4.025.922	0	0

21.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

21.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	1.681.178	435.023
Provisión de contratos onerosos.	0	742.297
Participación en utilidades y bonos.	517.811	465.760
Total	2.198.989	1.643.080

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 (Nota 32).

21.1.2.- Provisiones de contratos onerosos.

Los montos registrados en 2012, 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 2012, se terminaron 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 2013.

Conceptos	Movimiento de provisiones			
	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por part. en utilidades y bonos	Total al
	M\$	M\$	M\$	31/12/2013 M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	435.023	742.297	465.760	1.643.080
Provisiones adicionales.	1.962.787	0	453.676	2.416.463
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	306.948	0	0	306.948
Provisión utilizada.	(481.602)	(742.297)	(401.625)	(1.625.524)
Reversión de provisión no utilizada.	(541.978)	0	0	(541.978)
Total cambio en provisiones	1.246.155	(742.297)	52.051	555.909
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1.681.178	0	517.811	2.198.989

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 período o 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

22.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

22.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.980.736	1.918.061
Provisión beneficios post-jubilatorios.	10.277.460	10.427.518
Total	12.258.196	12.345.579

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	1.710.043	803.177	10.427.518	8.974.717
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	248.800	1.587.620	177.631	(272.678)
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	51.301	24.095	312.825	269.242
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	57.619	458.624	205.060	2.323.158
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(411.975)	(1.163.473)	(845.574)	(866.921)
Total cambios en provisiones	(54.255)	906.866	(150.058)	1.452.801
Total	1.655.788	1.710.043	10.277.460	10.427.518

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Beneficios post-jubilatorios	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	1.655.788	1.710.043	10.277.460	10.427.518
Otros importes reconocidos en el balance.	324.948	208.018	0	0
Total	1.980.736	1.918.061	10.277.460	10.427.518

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		Beneficios post-jubilatorios	
	01/01/2013	01/01/2012	01/01/2013	01/01/2012
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$	M\$	M\$
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	248.800	1.587.620	177.631	(272.678)
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	51.301	24.095	312.825	269.242
Total	300.101	1.611.715	490.456	(3.436)

22.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	
Tasa de descuento real utilizada.	3,00%
Aumento futuros de salarios.	1,90%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009
Tabla de invalidez.	30% de la RV - 2009
Tasa de rotación anual.	2,83%

22.6.- Sensibilización de tasa de descuento.

Al 31 de diciembre de 2013, 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.	1.342.281	(1.111.580)

23.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos diferidos. (*)	4.862.528	3.402.848	0	219.572
Aportes reembolsables.	523.582	520.065	3.931	11.801
Garantías recibidas en efectivo.	662.982	1.027.854	0	0
Total	6.049.092	4.950.767	3.931	231.373

(*) Ver Nota 23.1.

23.1.- Ingresos diferidos. (*)

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	4.465.806	3.399.469	0	0
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	3.392	3.379	0	0
Subsidios.	0	0	0	219.572
Otros ingresos diferidos.	393.330	0	0	0
Total	4.862.528	3.402.848	0	219.572

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	3.622.420	1.138.279
Adiciones.	5.473.943	4.511.038
Imputación a resultados.	(4.233.835)	(2.292.115)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio.	0	265.218
Total	4.862.528	3.622.420

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	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	5.926.134	5.344.130
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(4.122.346)	(4.022.260)
Total	1.803.788	1.321.870

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

Detalle	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	4.649.592	3.617.141
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	4.465.806	3.399.469

23.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	34.555	212.572	PER - FNDR

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.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE Distribución S.A. y su filial Emel Sur S.A., celebrada con fecha 15 de abril de 2013, se aprobó la fusión de ambas sociedades por incorporación de Emel Sur S.A. en CGE Distribución S.A., incorporándose en esta última la totalidad del patrimonio de la primera y todos sus accionistas, la que se disolverá, todo ello en conformidad a lo establecido en el artículo 99 de la Ley N° 18.046, a contar del 1 de enero de 2013. Para la materialización de la incorporación de la totalidad del patrimonio de Emel Sur S.A., en CGE Distribución S.A., se aprueba en la citada Junta Extraordinaria un aumento de capital de M\$ 2.398.739, mediante la emisión de 806.906 acciones.

La fusión por incorporación de Emel Sur S.A. en CGE Distribución S.A., se enmarca dentro del proceso de reorganización societaria del grupo de empresas Emel, cuyo plan fue aprobado por la matriz de ambas sociedades, Compañía General de Electricidad S.A. y comunicado como hecho esencial por esta con fecha 30 de agosto de 2010, cuyo propósito es simplificar la estructura de propiedad de dichas empresas y organizar sus activos de acuerdo a la situación geográfica y de negocios de las empresas eléctricas del grupo CGE. La referida fusión no generara efecto en los resultados de CGE Distribución S.A.

Al 31 de diciembre de 2013 el Capital Social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 314.762.772, (M\$ 312.364.032 al 31 de diciembre de 2012).

24.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2013 el capital de la Sociedad está representado por 177.981.620, acciones sin valor nominal, entre estas acciones se cuentan 29.547 acciones en cartera, adquiridas a accionistas que ejercieron su derecho a retiro, 177.174.714 al 31 de diciembre de 2012.

24.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 15 de abril de 2013, 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 2013.

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.

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 \$ 7,00 por acción, el cual se pagó con fecha 20 de diciembre de 2012.

En Junta Ordinaria de Accionistas realizada el día 15 de abril de 2013, se aprobó el reparto del dividendo definitivo N° 33, con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, de \$ 12,00 por acción, el que se pagó el día 25 de abril de 2013.

Con fecha 24 de mayo de 2013 en Sesión Ordinaria de Directorio N° 115, se propone distribuir como primer dividendo provisorio N° 34, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, un monto ascendente a \$ 12,00 por acción, el cual se pagó con fecha 25 de junio de 2013.

Con fecha 23 de agosto de 2013 en Sesión Ordinaria de Directorio N° 118, se propone distribuir como segundo dividendo provisorio N° 35 con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, un monto ascendente a \$ 20,00 por acción, el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2013.

Con fecha 18 de noviembre de 2013 en Sesión Ordinaria de Directorio N° 121, se propone distribuir tercer dividendo provisorio N° 36 con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, un monto ascendente a \$ 21,00 por acción, el cual se pagó con fecha 18 de diciembre de 2013.

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.

El saldo acumulado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 51.204.189, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 5.795.322.

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.

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

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

Los efectos acumulados por la aplicación retrospectiva de la NIC 19 (r), generó una disminución por M\$ 366.145 al 1 de enero 2013. Durante el ejercicio 2013, se han

reconocido en otros resultados integrales, como cargo a estas reservas M\$ 210.144, producto de lo anterior el saldo acumulado al 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 576.289.

24.5.5.- Otras reservas.

En este rubro se incluye la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el capital emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo.

24.6.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Rut	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
			31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013		31/12/2012	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
76144163-9	Emel Sur S.A.	Chile	0,00000%	1,84225%	0	0	2.416.973	13.702
96849700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	0,00002%	0,00002%	4	0	4	0
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	0,00001%	0,00001%	0	1	0	0
Total					4	1	2.416.977	13.702

24.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 y 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 2013.

Movimientos de otros resultados integrales al	Porción atribuible a los accionistas de la controladora			Porción atribuible al interés no controlante			Total			
	31/12/2013	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	21.087.900	0	0	1	0	0	21.087.901
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos										
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.		(262.679)	52.535	(210.144)	0	0	0	(262.679)	52.535	(210.144)
Reclasificación a resultados del periodo o ejercicio.		0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total movimientos del periodo o ejercicio		(262.679)	52.535	(210.144)	0	0	0	(262.679)	52.535	(210.144)
Total resultado integral				20.877.756			1			20.877.757

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)
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

25.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

25.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Ventas	671.889.417	624.849.767
Venta de energía.	671.391.620	623.906.292
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	497.797	943.475
Prestaciones de servicios	46.736.134	46.151.395
Recargos regulados, peajes y transmisión.	471.207	355.796
Arriendo de equipos de medida.	2.780.450	2.623.006
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	1.064.379	1.481.136
Apoyos en postación.	3.025.454	2.894.793
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	10.858.872	9.456.423
Otras prestaciones	28.535.772	29.340.241
Total	718.625.551	671.001.162

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 2013 y 2012.

25.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	106.262	152.778
Otros ingresos de operación.	1.308.637	1.155.419
Total	1.414.899	1.308.197

26.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Costo de venta.	611.440.668	576.021.194
Costo de administración.	60.617.094	67.131.975
Total	672.057.762	643.153.169

26.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Compra de energía.	551.699.872	519.945.454
Gastos de personal.	25.016.580	30.517.470
Gastos de operación y mantenimiento.	21.170.330	17.843.138
Gastos de administración.	43.884.101	44.858.550
Costos de mercadería.	498.799	432.207
Depreciación.	17.529.129	16.776.339
Amortización.	19.616	32.161
Otros gastos varios de operación.	12.239.335	12.747.850
Total	672.057.762	643.153.169

26.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	21.532.034	24.750.051
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.047.283	1.133.541
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	247.669	2.309.386
Beneficios por terminación.	2.189.594	2.324.492
Total	25.016.580	30.517.470

26.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	17.360.100	16.394.727
Gasto de administración.	169.029	381.612
Total depreciación	17.529.129	16.776.339
Amortización		
Costo de ventas.	11.128	16.576
Gasto de administración.	8.488	15.585
Total amortización	19.616	32.161
Total	17.548.745	16.808.500

26.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(3.439.663)	(3.185.919)
Venta de chatarra.	518.389	397.275
Venta de propiedades, planta y equipo.	183.562	320.171
Juicios o arbitrajes.	(1.528.679)	676.265
Remuneraciones del directorio.	(107.769)	(109.861)
Otras (pérdidas) ganancias.	1.812.573	5.481.695
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	0	50.619
Total	(2.561.587)	3.630.245

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 2013 y 2012, se detallan a continuación.

Resultado financiero	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	1.033.745	3.049.527
Otros ingresos financieros.	1.862.821	950.771
Total ingresos financieros	2.896.566	4.000.298
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(9.091.395)	(9.799.027)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(3.768.855)	(3.203.144)
Otros gastos.	(4.581.572)	(4.049.749)
Total costos financieros	(17.441.822)	(17.051.920)
Total diferencias de cambio (*)	(3.993)	(602)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(4.617.680)	(5.735.020)
Total	(19.166.929)	(18.787.244)

27.1.- Composición diferencia de cambio.

(*) Diferencias de cambio	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(3.993)	(602)
Total diferencias de cambio por activos	(3.993)	(602)
Total diferencia de cambios neta	(3.993)	(602)

27.2.- Composición unidades de reajuste.

(**) Resultado por unidades de reajuste	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Unidades de reajuste por activos		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	0	2.375
Inventarios.	414	0
Activos por impuestos.	107.441	64.416
Total unidades de reajuste por activos	107.855	66.791
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(4.729.187)	(5.701.338)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	3.652	(100.473)
Total unidades de reajuste por pasivos	(4.725.535)	(5.801.811)
Total unidades de reajuste neto	(4.617.680)	(5.735.020)

28.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2013 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 5.166.271 y M\$ 4.219.864 al 31 de diciembre de 2012.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(1.939.988)	(1.581.774)
Ajustes al impuesto corriente de periodos anteriores.	(99.717)	(54.351)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(2.039.705)	(1.636.125)
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	(3.132.005)	(1.513.682)
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos.	0	(1.025.667)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores.	5.439	0
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido.	0	(44.390)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos, neto	(3.126.566)	(2.583.739)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(5.166.271)	(4.219.864)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(2.039.704)	(1.636.123)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(2.039.704)	(1.636.123)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	(3.126.567)	(2.583.741)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	(3.126.567)	(2.583.741)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(5.166.271)	(4.219.864)

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 2013 y 2012.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2013 31/12/2013 %	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2012 31/12/2012 %
Ganancia contable	26.254.172		13.999.191	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(5.250.834)	20,0%	(2.799.838)	20,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación.	0	0,0%	156.139	-1,1%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable.	618.966	-2,4%	10.885	-0,1%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas.	0	0,0%	(1.069.883)	7,6%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso).	(534.403)	2,0%	(517.167)	3,7%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	84.563	-0,3%	(1.420.026)	10,1%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(5.166.271)	19,7%	(4.219.864)	30,1%

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

Importes antes de impuestos	01/01/2013 31/12/2013			01/01/2012 31/12/2012		
	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.	0	0	0	472.415	(3.843.917)	(3.371.502)
Cobertura de flujo de efectivo.	0	0	0	151.203	(30.243)	120.960
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(262.679)	52.535	(210.144)	0	0	0
Total		52.535			(3.874.160)	

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	01/01/2013 31/12/2013	01/01/2012 31/12/2012
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	21.087.900	9.765.625
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	118,50	55,12
Cantidad de acciones	177.952.073	177.174.714

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 2013 y 2012, es la siguiente:

30.2.- Cuadros patrimoniales.

30.2.1.- Activos por segmentos:

ACTIVOS	Eléctrico	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	11.943.521	16.833.504
Otros activos no financieros.	437.649	322.799
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	167.827.460	161.731.325
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	28.198.618	1.172.571
Inventarios.	323.888	265.838
Activos por impuestos.	1.880.715	3.064.152
Total activos corrientes	210.611.851	183.390.189
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por cobrar.	10.962.841	12.172.639
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	79.788.343	79.835.150
Plusvalía.	104.740.054	104.740.054
Propiedades, planta y equipo.	461.625.394	459.023.089
Propiedad de inversión.	87.947	517.603
Total activos no corrientes	657.204.579	656.288.535
TOTAL ACTIVOS	867.816.430	839.678.724

30.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos:

PASIVOS	Eléctrico	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	18.159.862	23.346.936
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	120.768.936	91.179.987
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	7.088.621	10.591.672
Otras provisiones.	2.198.989	1.643.080
Otros pasivos no financieros.	6.049.092	4.950.767
Total pasivos corrientes	154.265.500	131.712.442
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros.	247.191.129	237.198.140
Cuentas por pagar.	83.125	79.318
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	0	16.324.719
Pasivo por impuestos diferidos.	34.839.860	31.885.385
Provisiones por beneficios a los empleados.	12.258.196	12.345.579
Otros pasivos no financieros.	3.931	231.373
Total pasivos no corrientes	294.376.241	298.064.514
TOTAL PASIVOS	448.641.741	429.776.956
PATRIMONIO		
Capital emitido.	314.762.772	312.364.032
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	33.875.320	18.549.652
Primas de emisión.	1	1
Acciones propias en cartera.	(29.379)	0
Otras reservas.	70.565.971	76.571.106
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	419.174.685	407.484.791
Participaciones no controladoras.	4	2.416.977
Total patrimonio	419.174.689	409.901.768
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	867.816.430	839.678.724

30.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico		Consolidado	
	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2012 31-12-2012 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	718.625.551	671.001.162	718.625.551
Costo de ventas.	(611.440.668)	(576.021.194)	(611.440.668)	(576.021.194)
Ganancia bruta	107.184.883	94.979.968	107.184.883	94.979.968
Otros ingresos, por función.	1.414.899	1.308.197	1.414.899	1.308.197
Gasto de administración.	(60.617.094)	(67.131.975)	(60.617.094)	(67.131.975)
Otras ganancias (pérdidas).	(2.561.587)	3.630.245	(2.561.587)	3.630.245
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	45.421.101	32.786.435	45.421.101	32.786.435
Ingresos financieros.	2.896.566	4.000.298	2.896.566	4.000.298
Costos financieros.	(17.441.822)	(17.051.920)	(17.441.822)	(17.051.920)
Diferencias de cambio.	(3.993)	(602)	(3.993)	(602)
Resultados por unidades de reajuste.	(4.617.680)	(5.735.020)	(4.617.680)	(5.735.020)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	26.254.172	13.999.191	26.254.172	13.999.191
Gasto por impuestos a las ganancias.	(5.166.271)	(4.219.864)	(5.166.271)	(4.219.864)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	21.087.901	9.779.327	21.087.901	9.779.327
Ganancia (pérdida)	21.087.901	9.779.327	21.087.901	9.779.327
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	21.087.900	9.765.625	21.087.900	9.765.625
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	1	13.702	1	13.702
Ganancia (pérdida)	21.087.901	9.779.327	21.087.901	9.779.327
Depreciación.	17.529.129	16.776.339	17.529.129	16.776.339
Amortización.	19.616	32.161	19.616	32.161
EBITDA	65.531.433	45.964.690	65.531.433	45.964.690

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Consolidado	
	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$	01/01/2013 31/12/2013 M\$	01/01/2012 31/12/2012 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	89.280.417	117.338.703	89.280.417
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(26.966.089)	(23.765.510)	(26.966.089)	(23.765.510)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	(67.204.311)	(81.247.850)	(67.204.311)	(81.247.850)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(4.889.983)	12.325.343	(4.889.983)	12.325.343
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	16.833.504	4.508.161	16.833.504	4.508.161
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio	11.943.521	16.833.504	11.943.521	16.833.504



31.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013 y 2012, no presenta saldos por este concepto.

32.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

32.1.- Juicios y otras acciones legales.

CGE Distribución S.A.:

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: A la fecha no se ha dictado nueva sentencia de primera instancia.

32.1.02.- 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: Con fecha 27 de agosto de 2013, se dicta sentencia de primera instancia que rechaza la demanda, la que se encuentra pendiente de notificación.

32.1.03.- Nombre del Juicio: "Quiroz y Otro con CGED."

Fecha: 31 de marzo de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras en lo Civil de Curicó, Rol N° 209-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$21.302.
Estado: Para fallo.

32.1.04.- Nombre del Juicio: "Montero con CGED."

Fecha: 19 de enero de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco, Rol N° 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.



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

Fecha: 114 de mayo de 2011.
Tribunal: 9° Juzgado Civil de Santiago, Rol N° 7096-2011.
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. Con fecha 15 de junio de 2013, las partes, de común acuerdo, solicitaron la aprobación de un avenimiento, el que fue aceptado por el tribunal con fecha 17 de junio de 2013. Se encuentra pendiente el cumplimiento de las obligaciones emanadas del avenimiento, lo que será posteriormente certificado por auditores independientes para finalmente proceder al archivo del expediente.

32.1.06.- Nombre del Juicio: “Ustovic con CGED.”

Fecha: 04 de enero de 2013.
Tribunal: Juzgado de letras de Villarrica, Rol N° 6-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por responsabilidad extracontractual por instalación de tendido eléctrico sin autorización de la propietaria.
Cuantía: M\$33.878.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.07.- 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 N° 2.266-2011.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento contractual relativo al contrato de suministro.
Cuantía: M\$33.400.
Estado: Con fecha 14 de noviembre de 2013, se declaró el abandono del procedimiento, lo que fue apelado por la demandante, estando pendiente su resolución.

32.1.08.- 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: Con fecha 3 de diciembre de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechazo la demanda, encontrándose dicha sentencia pendiente de notificación al demandante.



32.1.09.- Nombre del Juicio: "Diaz con CGED."

Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 16.774-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$250.000.
Estado: Etapa de prueba.

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

Fecha: 12 de septiembre de 2012.
Tribunal: 15º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 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 prueba.

32.1.11.- Nombre del Juicio: "Restaurante Parrilladas a la Argentina con CGED."

Fecha: 07 de enero de 2013.
Tribunal: 10º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 19.056-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios por daños en artefactos eléctricos al reponer el servicio eléctrico.
Cuantía: M\$26.000.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.12.- Nombre del Juicio: "Guajardo con Lizama".

Fecha: 01 de agosto de 2013.
Tribunal: 4º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 3.992-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$229.000.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.13.- Nombre del Juicio: "Sociedad el Ranchillo Uno Ltda. con CGED".

Fecha: 02 de octubre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Policía Local de María Pinto, Rol Nº 623/1-2013.
Materia: Infracción a la Ley del Consumidor.
Cuantía: M\$22.530.
Estado: Etapa de prueba.

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

Fecha: 24 de julio de 2013.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 9.386-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$526.000.
Estado: Etapa de discusión.



32.1.15.- Nombre del Juicio: “Fisco con CGED”.

Fecha: 12 de noviembre de 2013.
Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 10037-2013.
Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$306.320.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.16.- Nombre del Juicio: “Ramirez Veloso Luis y otros con CGED”.

Fecha: 25 de octubre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo de Concepción, Rol Nº 0-867-2013.
Materia: Ordinario Laboral por despido injustificado.
Cuantía: M\$105.378.
Estado: Se realizará audiencia preparatoria el 13 de enero de 2014.

32.1.17.- Nombre del Juicio: “Edith Pizarro y otro con CGED”.

Fecha: 23 de diciembre de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado de Policía Local de Rancagua, Rol Nº 138.451-2013.
Materia: Querrela infraccional y demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro eléctrico.
Cuantía: M\$36.000.
Estado: Audiencia de contestación fijada para el 9 de enero de 2014.

32.1.18.- Nombre del Juicio: “Ulloa con CGED”.

Fecha: 16 de diciembre de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado Civil de Temuco, Rol Nº 267-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios basado en caída de poste sobre vehículo de demandante.
Cuantía: M\$100.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.19.- Nombre del Juicio: “CGED con Municipalidad de Buin”.

Fecha: 18 de enero de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras de Buin, Rol Nº 66-2013.
Materia: Demanda cumplimiento de contrato de alumbrado público con Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$1.227.291.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.20.- Nombre del Juicio: “CGED con Municipalidad de Buin”.

Fecha: 18 de enero de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras de Buin, Rol Nº 67-2013.
Materia: Demanda de cobro de pesos.
Cuantía: M\$601.332.
Estado: Etapa de prueba.



32.1.21.- Nombre del Juicio: “CGED con Sociedad el Ranchillo Uno Limitada”.

Fecha: 9 de octubre de 2013.
Tribunal: 1º Juzgado de Policía Local de Santiago, Rol Nº 18971-2013.
Materia: Infracción a la Ley Nº 19.983.
Cuantía: M\$64.221.
Estado: Etapa de discusión.

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

32.1.22.- Nombre del juicio: “Quera Palacios con Emelectric”.

Fecha: 10 de diciembre de 2009.
Tribunal: 4º Juzgado Civil de Talca, Rol Nº 3.905-2009
Materia: Indemnización de perjuicios por accidente eléctrico con resultado de muerte.
Cuantía: M\$2.300.000.
Estado: Con fecha 31 de enero de 2013, se dictó sentencia de primera instancia que condenó a Emelectric al pago de M\$350.000. Con fecha 22 de marzo de 2013 Emelectric presentó recurso de apelación. Adicionalmente, con fecha 25 de marzo del 2013, los demandantes presentaron recursos de apelación. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.

32.1.23.- Nombre del juicio: “Agrícola Esmeralda con Emelectric”.

Fecha: 06 de octubre de 2011.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Letras de Melipilla, Rol Nº 2.353-2011
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$5.034.580.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

32.1.24.- Nombre del juicio: “Rodríguez Vicuña con Emelectric”.

Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Melipilla, Rol Nº 1583-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$1.538.374.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.25.- Nombre del juicio: “Cisternas con Emelectric”.

Fecha: 10 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes, Rol Nº 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 prueba.



32.1.26.- Nombre del juicio: "Sucesión Gabriel Yáñez con Emelectric".

Fecha: 5 de septiembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes, Rol Nº 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 prueba.

32.1.27.- Nombre del juicio: "Sociedad Agrícola Las Mercedes con Emelectric".

Fecha: 29 de noviembre 2012.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca, Rol Nº 3.184-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$516.810.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.28.- Nombre del juicio: "Municipalidad de El Monte con Emelectric".

Fecha: 13 de diciembre 2012.
Tribunal: 1º Juzgado de Letras de San Bernardo, Rol Nº 2642-2012.
Materia: Demanda de nulidad absoluta de obligación de dar y en subsidio, declaración del pago de lo no debido.
Cuantía: M\$1.075.780.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.29.- Nombre del juicio: "Fuentes con Emelectric".

Fecha: 9 de enero de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Melipilla, Rol Nº 1856-2012.
Materia: Indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
Cuantía: M\$40.600.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.30.- Nombre del juicio: "Fisco con Emelectric".

Fecha: 09 de julio 2013.
Tribunal: 2º Juzgado Civil de Rancagua, Rol Nº 3.701-2013.
Materia: Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$71.956.
Estado: Período de discusión.



32.1.31.- Nombre del juicio: “Castro con Emelectric”.

Fecha: 18 de junio 2013.
Tribunal: 1º Juzgado de Letras de Santa Cruz Rol Nº 615-2013.
Materia: Reivindicación e indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
Cuantía: M\$65.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.32.- Nombre del juicio: “Fisco con Emelectric”.

Fecha: 07 de mayo 2012.
Tribunal: 3º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 8723-2012.
Materia: Reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$121.615.
Estado: Período de discusión.

32.1.33.- Nombre del juicio: “Inver., Asesorías y Capac. Castellano Ltda. con Emelectric”.

Fecha: 14 de octubre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Litueche, Rol Nº 59-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$150.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.34.- Nombre del juicio: “Aravena Aravena Ana con Emelectric”.

Fecha: 14 de noviembre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes, Rol Nº 89-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$222.125.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.35.- Nombre del juicio: “Torres Correa Paula y otros con Emelectric y otros”.

Fecha: 25 de noviembre de 2013.
Tribunal: 15º Juzgado de Letras en lo Civil de Santiago, Rol Nº 1.249-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento por electrocución en red particular.
Cuantía: M\$400.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.36.- Nombre del juicio: “Quiroz con Emelectric”.

Fecha: 03 de diciembre de 2013.
Tribunal: Juzgado Civil de Cauquenes, Rol Nº 559-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
Cuantía: M\$173.000.
Estado: Etapa de discusión.



32.1.37.- Nombre del juicio: “Neira con Emelectric”.

Fecha: 06 de noviembre de 2013.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Santiago, Rol Nº 10.952-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento por electrocución.
Cuantía: M\$500.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.38.- Nombre del juicio: “Fisco con Emelectric”.

Fecha: 16 de diciembre de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado Civil de Rancagua, Rol Nº 8.341-2013.
Materia: Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$41.677.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.39.- Nombre del juicio: “Emelectric con Servicios de Frío Servifrío Lontué Limitada”.

Fecha: 29 de abril de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras en lo Civil de Molina, Rol Nº 373-2013.
Materia: Demanda de cobro de pesos por error en la facturación mensual.
Cuantía: M\$278.501.
Estado: Etapa de discusión.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.:

32.1.40.- Nombre del Juicio: “Agrícola y Forestal Pillanco Ltda.con Emetal”.

Fecha: 27 de marzo de 2012.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras en lo Civil Talca, Rol Nº 832-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$435.843.
Estado: Etapa de prueba.

32.1.41.- Nombre del Juicio: “Agrícola San José Limitada con Emetal”.

Fecha: 5 de abril de 2012.
Tribunal: 1º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca, Rol Nº 820-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$1.485.602.
Estado: Etapa de prueba finaliza, con diligencias pendientes.

32.1.42.- Nombre del Juicio: “Díaz con Emetal”.

Fecha: 20 de abril de 2012.
Tribunal: 4º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca, Rol Nº 956-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$299.621.
Estado: Etapa de prueba.



32.1.43.- 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 N° 503-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por electrocución de caballo.
Cuantía: M\$30.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.1.44.- Nombre del Juicio: “Maderera La Montaña Emetal”.

Fecha: 06 de agosto de 2012.
Tribunal: 4° Juzgado de Letras en lo Civil de Talca, Rol N° 2.801-2012.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por incumplimiento de contrato y uso de instalaciones particulares.
Cuantía: M\$145.000.
Estado: Etapa de discusión.

32.2.- Sanciones administrativas.

CGE Distribución S.A.:

32.2.01.- Con fecha 26 de abril de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 638-2012, aplicó a CGE Distribución una sanción ascendente a 400 UTA, por incumplimiento de Resolución Exenta SEC N° 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 resolución exenta SEC N° 1370-11, 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° 13520-12. Actualmente se encuentra en etapa de discusión. Con fecha 8 de mayo de 2012 se interpuso reposición, la cual fue 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 bajo el Rol N° 4322-2012. El 2 de agosto de 2012, después del informe de la SEC, la Corte suspendió el procedimiento, por orden del Tribunal Constitucional, que está conociendo el requerimiento de inaplicabilidad por inconstitucionalidad interpuesto por CGED respecto del artículo 15 de la Ley 18.410. Rechazado el requerimiento por el Tribunal Constitucional, se reanudó la tramitación de la causa el 7 de noviembre de 2013, suspendiéndose de común acuerdo por las partes el 20 de noviembre de 2013, hasta el 27 de diciembre, inclusive.

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

32.2.02.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02409, impuso una multa de 26.210 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Se interpondrá, dentro del plazo legal, un recurso de reposición administrativo contra dicha resolución.



Empresa Eléctrica de Talca S.A.:

32.2.03.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02408, impuso una multa de 2.520 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Se interpondrá, dentro del plazo legal, un recurso de reposición administrativo.

32.3.- Otros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

CGE Distribución S.A.

- 32.3.1.- Con fecha 16 de enero de 2012, CGE Distribución 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 y 28 de julio de 2010. El 10 de febrero de 2012, CGE Distribución 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 rechazado por sentencia de fecha 4 de abril de 2013, declarándose con pleno valor normativo el precepto impugnado, continuando, de esta forma, la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte rechazó el recurso de protección con fecha 28 de mayo de 2013, presentándose un recurso de apelación con fecha 3 de junio de 2013, el que fue rechazado por la Corte Suprema con fecha 5 de septiembre de 2013.
- 32.3.2.- Con fecha 31 de julio de 2012, CGE Distribución fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por 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° 1.502. 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 para ante la Corte Suprema, los cuales fueron declarados inadmisibles.
- 32.3.3.- 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 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 fue rechazado por sentencia del 12 de septiembre de 2013. De esta forma continúa el trámite en la Corte de Apelaciones.



Empresa Eléctrica de Talca S.A.

- 32.3.4.- 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 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 rechazado con fecha 4 de abril de 2013, declarándose con pleno valor normativo el precepto impugnado, continuando de esta forma, la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de Santiago. La Corte rechazó el recurso de protección con fecha 28 de mayo de 2013, siendo apelada con fecha 3 de junio de 2013, encontrándose pendiente de resolución en la Corte Suprema
- 32.3.5.- Con fecha 31 de julio de 2012, Emetal fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante los cuales 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 un recurso de reposición el que fue declarado no ha lugar por resolución N° 1.502, 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, con fecha 28 de diciembre de 2012, se interpuso recurso de casación en la forma y apelación en subsidio para ante la Corte Suprema, los cuales fueron declarados inadmisibles
- 32.3.6.- 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 fue rechazado por sentencia del 12 de septiembre de 2013. De esta forma continua el trámite en la Corte de Apelaciones.

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

- 32.3.7.- 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 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 rechazado con fecha 4 de abril de 2013, continuándose la tramitación de la causa que se sigue ante la Corte de Apelaciones de



Santiago. La Corte rechazó el recurso de protección, encontrándose actualmente en estado de apelación ante la Corte Suprema.

- 32.3.8.- Con fecha 31 de julio de 2012, Emelectric fue notificada del ordinario N° 7.378, dictado por 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° 1.502. El 28 de septiembre de 2012 se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que 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 Corte Suprema, las cuales fueron declaradas inadmisibles.
- 32.3.9.- 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 fue rechazado por sentencia del 12 de septiembre de 2013. De esta forma continua el trámite en la Corte de Apelaciones.

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 2013.

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 2013.

32.5.- Hipotecas, gravámenes, interdicciones u otra situación que afecte los títulos de dominio sobre los bienes muebles e inmuebles y otras garantías que afecten a la Sociedad.

Empresa Eléctrica de Talca S.A.

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 M\$ 150.000 existentes en diversas cuentas corrientes de EMETAL en los Bancos Estado y Santander. 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 rechazó 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	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento	Total pasivo / total patrimonio neto	< o = 1,5 veces	1,07 Veces	Trimestral	Crédito/Bonos
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,25 veces	0,6 Veces	Semestral	Crédito
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	3,27 Veces	Trimestral	Crédito/Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> o = UF 6.700.000	UF 17982951	Trimestral	Crédito/Bonos
Activos esenciales	Activos en sector electricidad y gas, incluido efectivo y equivalentes al efectivo, sobre Total de Activos	> o = 70% de Activos Totales	99,34% de los Activos Totales	Trimestral	Crédito/Bonos
Activos esenciales sobre deuda (Bonos)	Activos esenciales /Capital Insoluto Bonos serie B	Activos Esenciales > o = 2 veces saldo insoluto bonos	14,38 Veces	Trimestral	Crédito/Bonos

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 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 2013 M\$155.235 y M\$176.723 al 31 de diciembre de 2012.



34.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.

La distribución de personal de la Sociedad para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2013				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
BUIN	0	0	8	8	9
CHILLAN	0	8	17	25	27
CONCEPCION	0	32	64	96	106
CORONEL	0	8	13	21	21
CURICO	0	7	24	31	33
LINARES	0	4	12	16	18
LOS ANGELES	0	5	14	19	22
RANCAGUA	1	42	84	127	136
SAN BERNARDO	1	53	149	203	215
SAN FERNANDO	0	13	19	32	33
SANTIAGO	16	95	26	137	131
TALCA	0	55	105	160	174
TALCAHUANO	0	6	11	17	18
TEMUCO	1	27	45	73	83
TOME	0	3	7	10	11
VILLARRICA-PUCON	0	5	13	18	19
Total	19	363	611	993	1.056

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

35.- MEDIO AMBIENTE.

CGE Distribución 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 2013 y 2012.

36.- HECHOS POSTERIORES.

Entre el 31 de diciembre de 2013, 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.

ANALISIS RAZONADO CONSOLIDADO

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013
Razón Social: CGE DISTRIBUCIÓN S.A., RUT: 99.513.400-4

1.- RESUMEN

- **La utilidad a diciembre 2013 alcanzó \$ 21.088 millones**, superando la utilidad del año anterior de \$ 9.776 millones. Esta utilidad se descompone en \$ 16.493 millones que provienen directamente de la operación de CGE Distribución y \$ 4.595 millones de Emelectric y Emetal, cuyos resultados comenzaron a consolidarse a partir de abril de 2012.
- **El EBITDA a diciembre 2013 alcanzó \$ 65.531 millones**, superior en 42,6% al obtenido en igual ejercicio del año anterior. Este EBITDA se descompone en \$ 50.338 millones de CGE Distribución individual y \$ 15.193 millones de Emelectric y Emetal
- **Las ventas físicas alcanzaron 8.688 GWh** correspondiendo un 85% a CGE Distribución individual, superior en 9,6% respecto al mismo ejercicio 2012, por efecto de consolidación de Emelectric y Emetal a partir de abril 2012. Sobre una base de doce meses el crecimiento de ventas físicas fue de 4,7%.
- **El número de clientes registró un crecimiento de 3,0%** respecto del mismo ejercicio del año 2012, con un total de 1.718.228 distribuidos entre la V y la IX Región, correspondiendo 284.176 a Emelectric y Emetal.
- **La razón de deuda financiera sobre EBITDA** bajo de 5,30 a 3,87 veces con respecto a diciembre de 2012; principalmente explicada por el crecimiento del EBITDA sobre una base comparable de doce meses.
- **Colocación de un Bono corporativo por MUF 4.000**, con plazo de 21 años con 18 años de gracia a una tasa nominal de colocación de 3,85% con el cual se refinanciaron pasivos financieros.
- **La clasificación de riesgo de CGE Distribución se encuentran en AA y A+** de acuerdo a las clasificaciones otorgadas por Feller-rate y Fitch Ratings, respectivamente. Destaca la mejora en la clasificación de Feller Rate, al pasar de AA- a AA, lo que refleja la mejor posición financiera de la sociedad.

Estado de resultados CGE Distribución consolidado (MM\$)	dic-13	dic-12	Var. Dic-13/Dic-12	
			MM\$	%
EBITDA	65.531	45.965	19.566	42,6%
Resultado de explotación	47.983	29.156	18.827	64,6%
Resultado antes de impuestos	26.254	13.999	12.255	87,5%
Resultado	21.088	9.766	11.322	115,9%

Cabe destacar que en abril de 2013, en Junta Extraordinaria de Accionistas de CGE Distribución y de su filial EMEL SUR S.A., se aprobó la fusión de ambas sociedades por incorporación de EMEL SUR S.A. en CGE Distribución S.A., incorporándose en esta última la totalidad del patrimonio de la primera y todos sus accionistas, con efectos contables a partir del 01 de enero del 2013. La referida fusión, no generará efecto en los resultados de CGE Distribución S.A.

2.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de diciembre de 2013, CGE Distribución registró una utilidad consolidada de \$ 21.088 millones, lo que se compara positivamente con la utilidad de \$ 9.766 millones registrada en el mismo ejercicio del año anterior. Esta utilidad se descompone en \$ 16.493 millones de CGE Distribución individual y \$ 4.595 millones de Emelectric y Emetal. Para efectos de análisis, se debe tener presente que la consolidación de los estados financieros de Emelectric-Emetal se realizó a partir de abril de 2012.

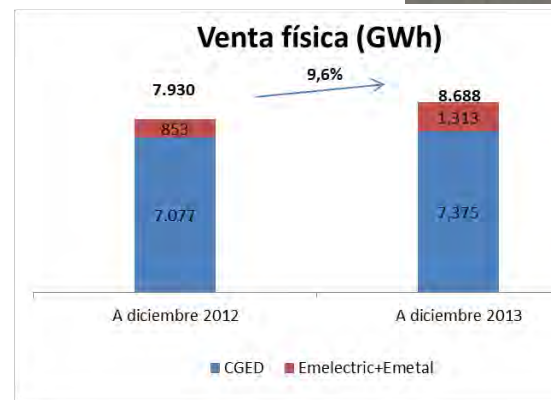
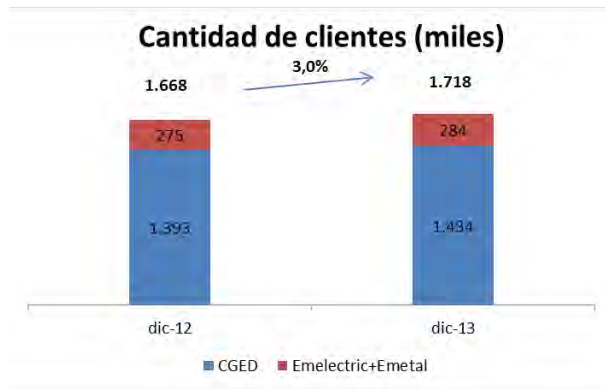
Estado de resultados CGE Distribución consolidado (MM\$)	dic-13	dic-12	Var. Dic-13/Dic-12	
			MM\$	%
Margen de distribución	120.165	107.459	12.707	11,8%
Margen de servicios complementarios	27.042	27.386	-345	-1,3%
Costos operacionales	-81.676	-88.881	7.205	-8,1%
EBITDA	65.531	45.965	19.566	42,6%
Depreciación y amortizaciones	-17.549	-16.809	-739	4,4%
Resultado de explotación	47.983	29.156	18.827	64,6%
Gasto financiero neto	-14.545	-13.052	-1.493	11,4%
Resultado por unidades de reajuste	-4.622	-5.736	1.114	-19,4%
Otros ingresos y egresos	-2.562	3.630	-6.192	-170,6%
Resultado fuera de explotación	-21.729	-15.157	-6.572	43,4%
Resultado antes de impuestos	26.254	13.999	12.255	87,5%
Impuesto a las ganancias	-5.166	-4.220	-946	22,4%
Resultado	21.088	9.779	11.309	115,6%
Ganancias de no controladora	0	14	-14	-100,0%
Resultado atribuible a los propietarios a la controladora	21.088	9.766	11.322	115,9%

En términos de EBITDA consolidado, éste alcanzó \$ 65.531 millones, superior en \$ 19.566 millones (42,6%) con respecto al mismo ejercicio del año 2012. Este EBITDA se descompone en \$ 50.338 millones de CGE Distribución a nivel individual y \$ 15.193 millones de Emelectric y Emetal. El incremento del EBITDA se explica principalmente por un crecimiento de las ventas físicas, menores pérdidas de energía y ahorros en costos operacionales. Los detalles que explican el EBITDA son los siguientes:

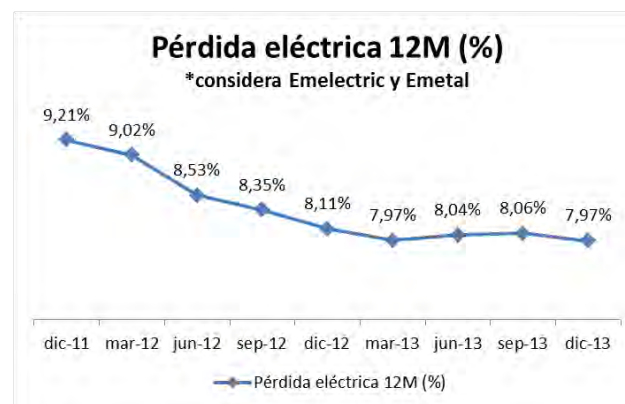
Margen de distribución \$ 12.707

El margen de distribución registró un aumento de 11,8% con respecto a 2012, equivalente a \$ 12.707 millones, explicado por el incremento de CGE Distribución individual de \$ 6.406 millones y el efecto de \$ 6.301 millones de Emelectric y Emetal. El mayor margen se explica por:

- Mayor ingreso por \$ 17.332 millones, explicado principalmente por un mayor ingreso por VAD (valor agregado de distribución) de \$ 16.454 millones, debido al crecimiento de 3% en la cantidad de clientes respecto a diciembre del 2012 además de la consolidación de Emelectric y Emetal a contar de Abril 2012.
- Lo anterior fue compensado en parte, por menores ingresos de \$ 4.625 millones, debido al efecto de las pérdidas físicas presentes en la actividad de distribución de electricidad.



* considera Emelectric y Emetal desde abril 2012.
sobre una base de doce meses las ventas físicas de Emelctric y Emetal fueron de 1.224 GWh.



Margen de servicios complementarios \$ -345

El menor margen de 1,3% con respecto al año anterior se explica por menores ingresos por pago fuera de plazo por \$ -545 millones y cargos por suspensión y reconexión por \$ -843 millones y otros costos por \$ 48 millones, compensado en parte por mayores ingresos por construcción de obras por \$ 543 millones, construcción de empalmes por \$ 390 millones y arriendo de equipos de medida por \$ 158 millones.

Costos operacionales \$ 7.205

Los costos operacionales registraron una disminución de 8,1% con respecto a 2012, presentando las siguientes desviaciones principales:

- Ahorro en gastos de administración, personal e informática por \$ 6.153 millones, como consecuencia del plan de eficiencia operacional iniciado en 2012.
- Menor provisión de incobrables por \$ 3.928 millones, por una mayor eficiencia en la gestión de cobranza realizada en 2013.

Lo anterior fue compensado parcialmente por:

- Mayores gastos de operación y conservación por \$ 1.078 millones, principalmente en operación y mantenimiento de líneas y redes.
- Mayores gastos comerciales por \$ 1.798 millones, por mayor actividad en el plan de control de pérdidas y cobranza.

Depreciación y amortización \$ -739

El gasto por depreciación registra un aumento de 4,4% con respecto al ejercicio anterior equivalente a \$ -739 millones, explicado principalmente por la adición de \$ -961 millones de Emelectric y Emetal debido a que su consolidación con CGE Distribución se realiza desde el segundo trimestre del año 2012.

Resultado fuera de explotación \$ -6.572

El menor resultado, equivalente a una disminución de 43,4%, respecto al año 2012, se explica principalmente por:

- Menores ingresos y egresos fuera de explotación de \$ -6.192 millones, explicado principalmente por ajuste diferencia unidades físicas de subtransmisión y regularizaciones de años anteriores.
- Un menor gasto por Resultado por Unidades de Reajuste \$ 1.114 millones, equivalente a un 19,4% con respecto al 2012, explicado por la variación de la Unidad de Fomento (2,05% a diciembre de 2013 vs. 2,45% a diciembre de 2012) y su efecto en la deuda financiera.
- Mayores gastos financieros de \$ -1.493 millones, explicado por provisiones de intereses asociados a reliquidaciones tarifarias de subtransmisión por \$ -1.045 millones y por \$ -922 millones correspondientes a la consolidación de Emelectric y Emetal con CGE Distribución que se realiza desde abril del año 2012 lo anterior mitigado por otros efectos de \$ 474 millones.

Los impuestos a las ganancias registran un aumento de \$ -946 millones debido al mayor resultado registrado y al efecto de la consolidación de Emelectric y Emetal a partir del año 2012.

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos MM\$	dic-13	dic-12	Var. Dic-13/Dic-12	
			MM\$	%
Activos corrientes				
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.944	16.834	-4.890	-29,0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	167.827	161.731	6.096	3,8%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	28.199	1.173	27.026	> 500%
Otros activos corrientes	2.642	3.653	-1.011	-27,7%
Total activos corrientes	210.612	183.390	27.222	14,84%
Activos no corrientes				
Cuentas por cobrar	10.963	12.173	-1.210	-9,9%
Plusvalía	104.740	104.740	0	0,0%
Propiedades, planta y equipo	461.625	459.023	2.602	0,6%
Otros activos no corrientes	79.876	80.353	-476	-0,6%
Total activos no corrientes	657.205	656.289	916	0,1%
Total activos	867.816	839.679	28.138	3,4%

Al 31 de diciembre de 2013 los activos totales de la Sociedad presentan un aumento neto de \$ 28.138 millones respecto del 31 de diciembre de 2012, producto de las siguientes variaciones:

Activos corrientes MM\$ 27.222

Incrementos MM\$ 33.122

- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de \$ 6.096 millones, esto obedece principalmente a un aumento de la reliquidaciones por venta de energía por \$ 11.721 millones, compensado con disminución en deudores por venta de \$ -2.662 millones y otros por \$ -2.963 millones.
- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas de \$ 27.026 millones, especialmente con la matriz CGE por \$ 27.175 millones.

Disminuciones MM\$ -5.901

- Efectivo y equivalente al efectivo por \$ -4.890 millones por menor saldo en caja al 31 de diciembre.
- Otros activos corrientes por \$ -1.011 millones, explicado por disminución en PPM por \$ -851 millones y en impuestos y otros por \$ -160 millones.

Activos no corrientes MM\$ 916

Incrementos MM\$ 2.602

- Propiedades, plantas y equipos en \$ 2.602 millones, explicado por adiciones al activo de \$ 23.828 millones similares a las registradas en el ejercicio 2012, compensado con retiros por \$ -3.440 millones, depreciación del periodo por \$ -17.529 millones.

Disminuciones MM\$ -1.686

- Reducción en cuentas por cobrar por \$ -1.210 millones, explicado por disminución de convenios mayor a 12 meses y mayor efectividad de los planes de gestión de cobranza.
- Otros activos no corrientes por \$ -476 millones, cuya desviación se explica principalmente por retiros de propiedades de inversión por \$ -429 millones.

Pasivos y patrimonio MM\$	dic-13	dic-12	Var. Dic-13/Dic-12	
			MM\$	%
Pasivos corrientes				
Pasivos financieros	18.160	23.347	-5.187	-22,2%
Cuentas por pagar a relacionadas	7.089	10.592	-3.503	-33,1%
Otros pasivos no financieros	129.017	97.774	31.243	32,0%
Total pasivos corrientes	154.266	131.712	22.553	17,1%
Pasivos no corrientes				
Pasivos financieros	247.191	237.198	9.993	4,2%
Cuentas por pagar a relacionadas	0	16.325	-16.325	-100,0%
Cuentas por pagar	83	79	4	4,8%
Otros pasivos no financieros	47.102	44.462	2.640	5,9%
Total pasivos no corrientes	294.376	298.065	-3.688	-1,2%
Total pasivos	448.642	429.777	18.865	4,4%
Patrimonio	419.175	409.902	9.273	2,3%
Total pasivos y patrimonio	867.816	839.679	28.138	3,4%

El total pasivos y patrimonio al 31 de diciembre de 2013 aumentaron en \$ 28.138 millones respecto del 31 de diciembre 2012, las variaciones se explican de la siguiente manera:

Pasivos corrientes MM\$ 22.553

Incrementos MM\$ 31.243

- El incremento de otros pasivos no financieros se explican principalmente por el aumento de proveedores de energía por \$28.389.

Disminuciones MM\$ -8.690

- Menores cuentas por pagar a empresas relacionadas por \$ -3.503 millones, principalmente con Novanet por \$ -2.201 millones y Tecnet por \$ -1.265 millones.
- Reducción de los pasivos financieros por \$ -5.187 millones, explicado por las amortizaciones de deuda bancaria por \$ 26.172 millones compensado en parte por traspaso de deuda de largo a corto plazo por \$ 20.686 millones.

Pasivos no corrientes MM\$ -3.688

Incrementos MM\$ 12.636

- Aumento de los pasivos financieros por \$ 9.993 millones, los cuales se explican por obtención de deuda mediante la emisión de bonos por \$ 92.643 millones, que permitió la amortización de deuda financiera por \$ -60.953 millones y traspaso de deuda de largo a corto plazo por \$ -20.686 millones.

- En los otros pasivos, la variación de \$ 2.640 millones se explica principalmente por el aumento en pasivo por impuesto diferido de \$ 2.954 millones, la disminución de pasivos diferidos por \$ -220 millones y otros efectos por \$ -94 millones.

Disminuciones MM\$ -16.325

- Menores cuentas por pagar a empresas relacionadas por \$ 16.325 millones, debido a la amortización de la deuda con Transnet por \$ -16.333 millones.

Patrimonio MM\$ 9.273

- El patrimonio neto experimentó un alza de \$ 9.273 millones, explicado principalmente por ganancias del ejercicio de \$21.088 millones, el pago de dividendos por \$ -11.558 millones.

4.-ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJOS DE EFECTIVO.

Flujo de efectivo MM\$	dic-13	dic-12	Var. Dic-13/Dic-12 Consolidado	
			MM\$	%
Flujo neto por actividades de la operación	89.280	117.339	-28.058	-23,9%
Flujo neto por actividades de financiamiento	-67.204	-81.248	14.044	-17,3%
Flujo neto por actividades de inversión	-26.966	-23.766	-3.201	13,5%
Flujo neto total del período	-4.890	12.325	-17.215	-139,7%
Saldo inicial de efectivo	16.834	4.508	12.325	273,4%
Saldo final de efectivo	11.944	16.834	-4.890	-29,0%

La sociedad ha generado durante el ejercicio un flujo neto de \$ 4.890 millones, inferior en \$ -17.215 millones con respecto al año anterior, donde se obtuvo un flujo positivo de \$ 12.325 millones.

Las actividades de operación generaron una variación neta negativa de \$ -28.058 millones con respecto a 2012, debido principalmente a menor recaudación por \$ -27.246 millones y menor recuperación de deudores por \$ -14.767 millones, producto de la normalización de la gestión de cobranza el 2013 en comparación con la actividad extraordinaria desarrollada el año anterior, compensado con menor pago a proveedores por \$ 3.391 millones y efecto consolidación de Emelectric y Emetal en abril de 2012 por \$ 10.564 millones.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta positiva de \$ 14.044 millones, debido principalmente a la mayor amortización de efectos de comercio de \$ 10.000 millones y bono Seria A de \$ 4.677 millones realizadas el año 2012.

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de \$ -3.201 millones con respecto a 2012, de los cuales \$ -2.681 millones corresponden a efecto consolidación de Emelectric-Emetal el primer trimestre de 2012.

Considerando el saldo inicial de efectivo de \$ 16.834 millones y el flujo neto total del ejercicio enero a diciembre 2013 de \$ -4.890 millones, el saldo final de efectivo es de \$ 11.944 millones.

5.- INDICADORES FINANCIEROS.

A continuación se presentan los principales indicadores financieros más representativos de la sociedad:

Indicadores		Unidad	dic-13	dic-12	Variación
Liquidez	Liquidez corriente	Veces	1,37	1,39	-1,9%
	Rotación cuentas por cobrar (*)	Días	76,31	79,49	-4,0%
Deuda	Deuda/patrimonio	Veces	1,07	1,05	2,1%
	Deuda financiera/patrimonio	Veces	0,63	0,68	-6,3%
	Deuda financiera neta / EBITDA (**)	Veces	3,87	5,66	-31,6%
	Cobertura de gastos financieros	Veces	4,51	3,52	27,9%
	Deuda corto plazo/Deuda total	%	34,39	30,65	12,2%
	Deuda largo plazo/Deuda total	%	65,61	69,35	-5,4%
	Deuda bancaria/Deuda Total	%	25,08	45,96	-45,4%
	Obligaciones con el público/Deuda Total	%	34,07	14,66	132,4%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio	%	5,03	2,40	109,9%
	Rentabilidad del activo	%	2,43	1,16	108,9%
	EBITDA (***)	MM\$	65.531	45.965	42,6%
	EV	MMM\$	844.208	910.597	-7,3%

*En el indicador Rotación cuentas por cobrar del año 2012, el ingreso por actividades ordinarias no contiene los meses enero, febrero y marzo de Emelectric y Emetal. Si se incluyeran, el indicador sería 75,62.

**En el indicador Deuda financiera neta sobre EBITDA del año 2012, el EBITDA no contiene los meses enero, febrero y marzo de Emelectric y Emetal. Si se incluyeran, el indicador sería 5,30.

***El indicador EBITDA anualizado del año 2012 no contiene los meses enero, febrero y marzo de Emelectric y Emetal. De lo contrario el EBITDA 2012 sería \$49.094 millones.

- **Liquidez:**
 - Se observa una leve disminución de los indicadores de liquidez debido a un alza de los activos corrientes de 14,8% y un aumento de los pasivos corrientes de 17,1%.
 - Además, se presenta una disminución de la rotación de cuentas por cobrar, debido a un aumento de los ingresos de actividades ordinarias en los últimos 12 meses de 7,1%, principalmente por el efecto de consolidación Emelectric y Emetal desde abril 2012.
- **Endeudamiento:**
 - En general, los indicadores de endeudamiento han presentado una mejora significativa, destacando la disminución del indicador deuda financiera neta sobre EBITDA al pasar de 5,66 a 3,87 veces. Asimismo, la cobertura de gastos financieros también presenta una mejora importante al pasar de 3,52 a 4,51 veces.
- **Rentabilidad:**
 - Es importante destacar la tendencia positiva que han presentado los indicadores de rentabilidad, debido a los mejores resultados presentados por la empresa durante el año 2013, duplicando las rentabilidades del patrimonio y del activo alcanzadas en 2012.



DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en el presente anexo con los complementos, modificaciones y/o rectificaciones de la Memoria Anual 2013 de CGE Distribución S.A., conforme a lo requerido en el Oficio Ordinario N° 23.456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 30 de agosto de 2014:

PRESIDENTE

Francisco Javier Marín Jordán
RUT 8.351.571-6

VICEPRESIDENTE
Carlos Hornauer Herrmann
RUT 6.561.811-7

DIRECTOR

Luis Gonzalo Palacios Vásquez
RUT 5.545.086-2

DIRECTOR
Cristian Neuweiler Heinsen
RUT 6.562.488-5

DIRECTOR
Cristián Bulnes Álamos
RUT 7.010.969-7

DIRECTOR

Eduardo Rafael Morandé Montt
RUT 7.024.596-5

DIRECTOR

Rafael Andrés Marín Jordán
RUT 8.541.800-9

GERENTE GENERAL

Cristián Saphores Martínez
RUT 7.052.000-1

Santiago, septiembre de 2014