



TENEMOS LA ENERGÍA

PARA EL DESARROLLO
DE CHILE



2014
Memoria
Anual



IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Compañía General de Electricidad S.A

Marca

CGE

Nombre de Fantasía

CGE

Domicilio Legal

Presidente Riesco N° 5561, Piso 17
Santiago, Chile

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Abierta

RUT

90.042.000-5

Sitio Web

www.cge.cl

Correo Electrónico

cge@cge.cl

Código Postal

756 1127

Casilla

102-D

Teléfono

(56-2) 2680 7000

Fax

(56-2) 2680 7104

Contacto

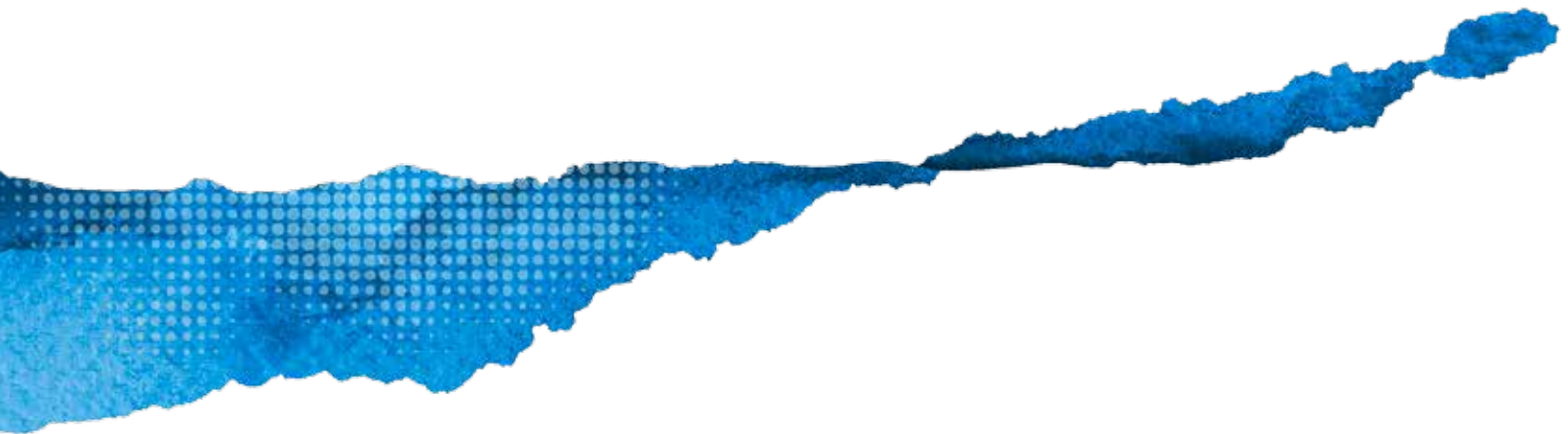
Gonzalo Soto S.
Subgerente Corporativo
de Operaciones Financieras
gisotos@cge.cl
(56-2) 26807434

Documentos Constitutivos

Constituida por escritura pública otorgada en Santiago el 21 de febrero de 1905 ante el Notario señor Mariano Melo, autorizada y legalmente instalada por Decretos Supremos N° 1.209 del 24 de marzo de 1905 y N° 1.533 del 10 de abril de 1905, publicados en el Diario Oficial del 29 de abril de 1905, e inscrita a fojas 561 N° 90 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago del año 1905.

Inscripción

N° 0083 del 14 de julio de 1982.



2014
Memoria
Anual

CONTENIDO

GRUPO CGE

Carta del Presidente	4
Directorio CGE	6
Principales Ejecutivos	8
Gerentes Generales de Subsidiarias	10
Reseña Histórica	12
Hechos Destacados 2014	14

17

INFORME A LOS ACCIONISTAS

Marcha de la Empresa	18
Relaciones Comerciales con subsidiarias o asociadas	28
Actividades del Comité de Directores	30
Directorio	32
Hechos Relevantes o Esenciales	34
Clasificación de Riesgo CGE y Auditores Externos	37
Innovación, Investigación y Desarrollo	38
Personas	42
RSE y Medioambiente	44
Propiedad y Control de la Sociedad	48
Empresas del GRUPO CGE	50
Declaración de Responsabilidad	52

53

SECTOR ELECTRICIDAD

ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	56
EMELARI	58
ELIQSA	59
ELECDA	60
EMELAT	61
CONAFE	62
CGE DISTRIBUCIÓN	63
EDELMAG	64
EDET	65
EJESA Y EJSEDA	66
ENERGÍA SAN JUAN	67
ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN	68
TRANSET	69
TRANSEMEL	70



71

SECTOR GAS

GASCO	74
ACTIVIDAD DE GAS LICUADO	75
GASCO GLP	76
GASMAR	77
INVERSIONES GLP (VIDAGAS Y UNIGAS)	78
ACTIVIDAD DE GAS NATURAL	79
METROGAS	80
GAS SUR	81
GNL QUINTERO	82
GASNOR	83
GASMARKET	84
INNERGY HOLDINGS	85
GASODUCTO DEL PACÍFICO	86
AUTOGASCO	87
TRANSPORTES E INVERSIONES	
MAGALLANES (MOVIGAS)	88

89

SECTOR SERVICIOS

BINARIA	
CLG	
IGSA	
NOVANET	
TECNET	
TUSAN	

96

ESTADOS FINANCIEROS

90	Estados Financieros Consolidados	96
91	(Notas a los Estados Financieros	
92	incluidas en CD adjunto)	
93	Estados Financieros Resumidos	
94	de Subsidiarias	106
95	Otros Datos de Empresas Subsidiarias	
	y Asociadas	121

129

COMITÉ DE DIRECTORES

	Informe de Gestión del Año 2014	
	del Comité de Directores de Compañía	
	General de Electricidad S.A.	130



CARTA DEL PRESIDENTE



Estimados Señores Accionistas

En representación del Directorio de la Compañía General de Electricidad S.A (CGE), tengo el agrado de presentarles nuestra memoria anual correspondiente al ejercicio 2014.

Durante el periodo finalizado, CGE continuó trabajando en torno a los tres focos estratégicos definidos en 2012 —eficiencia operacional, servicio al cliente y potenciamiento del trabajo en equipo—, lo que ha permitido profundizar el buen desempeño de la matriz y sus filiales.

Si bien durante 2014 se registraron diversos factores externos vinculados a la economía internacional y local que influyeron sobre los resultados, las mejoras sistemáticas introducidas en las operaciones de la empresa y sus filiales permitieron obtener un EBITDA consolidado de \$390.191 millones y una utilidad de \$60.720 millones durante el periodo.

Las inversiones alcanzaron a US\$294 millones, recursos que fueron destinados a satisfacer las necesidades derivadas del crecimiento en los mercados en que opera la compañía; y en mejoras en las instalaciones existentes, de forma de responder satisfactoriamente a los requerimientos de calidad de servicio de todos sus clientes.

Las mejoras sostenidas en el desempeño operacional y financiero de CGE y sus filiales, llevadas a cabo en los últimos años permitieron continuar con niveles de endeudamiento satisfactorios, los que se ubicaron en 3,81 medido como Deuda Financiera neta/EBITDA, y con mejoras en las clasificaciones de riesgo. En el caso de Feller-Rate esta clasificación pasó de AA- a AA, mientras que en Fitch Ratings ésta pasó de A+ a AA-, muestra del fortalecimiento del perfil financiero de la compañía.

Entre los hitos del año a destacar, me gustaría resaltar el trabajo y reconocimientos obtenidos en materia de calidad de servicio. En 2014 fue lanzado el programa Sello de Calidad, que busca resaltar los principios de servicio con los que queremos ser reconocidos: comprometidos, resolutivos, empáticos y oportunos. Este iniciativa, construida con el aporte de todos los colaboradores de las filiales de distribución, transmisión eléctrica y de servicios, será ejecutado en forma progresiva en un horizonte de mediano plazo.

En el sector gas, METROGAS obtuvo por undécima vez, el Premio Nacional de Satisfacción al Cliente de Pro Calidad, mientras que GASCO GLP volvió a quedarse con el primer lugar del Ranking Most Innovative Companies Chile 2014, en la categoría energía. Estos reconocimientos nos llenan de orgullo y nos desafían a seguir dirigiendo nuestros mayores esfuerzos en materia de servicio.

Otro hito importante del ejercicio pasado fue la fusión de CGE DISTRIBUCIÓN con EMELECTRIC y EMETAL. Este trabajo permitirá tener una plataforma informática única, permitiendo procesos estandarizados y el mejor aprovechamiento de experiencias y sinergias de trabajo.

En materia regulatoria, en diciembre pasado se desarrolló con éxito el proceso de licitaciones SIC 2013/03 – 2º Llamado, que concluyó con un 92% de energía adjudicada, a un precio medio de aproximadamente US\$ 108 por MWh. Este valor inferior al obtenido en los procesos realizados en los últimos años, lo que marcó un quiebre en la tendencia alcista en los precios. A su vez, el Gobierno logró la aprobación del proyecto de ley que introdujo modificaciones al sistema de licitaciones, lo que esperamos se traduzca en un mayor acceso a energía y menores precios.

No quisiera concluir esta carta sin hacer un reconocimiento público a mi predecesor en el cargo, Jorge Marín Correa, sin cuyo esfuerzo y dedicación no hubieran sido posibles los resultados obtenidos por CGE en el ejercicio 2014. Como saben, en noviembre GAS NATURAL FENOSA lanzó una Oferta Pública de Acciones (OPA) y adquirió el 96,5% del capital social de la compañía. En calidad de accionista mayoritario, se me encomendó tomar la presidencia de esta sociedad.

GAS NATURAL FENOSA es una de las principales empresas energéticas integradas de gas y electricidad, líder en España y en Latinoamérica, y uno de los principales operadores de GNL del mundo, con presencia en más de 30 países y más de 23 millones de clientes. Con el respaldo de este grupo internacional, quiero ratificar y reforzar el compromiso que CGE ha tenido con el desarrollo del país y con sus desafíos en materia energética, hoy explícitos en la Agenda de Energía que ejecuta el Gobierno.

Ese es el norte que ha guiado a esta compañía en sus más de 100 años de historia y que la dirigirá hacia el futuro, para orgullo de todos sus accionistas, clientes y colaboradores.

A todos ellos quiero agradecer su aportación para formar la empresa que tenemos hoy.



Rafael Villaseca Marco

Presidente CGE S.A.



DIRECTORIO CGE



PRESIDENTE
Rafael Villaseca Marco
Licenciado en Ingeniería
Industrial
Pasaporte N°AAC873523



VICEPRESIDENTE
Antonio Basolas Tena
Licenciado en Ciencias Económicas y
Empresariales
Pasaporte N°AAH446079



DIRECTOR
Carlos J. Alvarez Fernández (*)
Licenciado en Ciencias Económicas y
Empresariales
Pasaporte N°AD571155



DIRECTOR
Manuel García Coboleda (*)
Licenciado en Derecho
Pasaporte N°AAE767113



DIRECTOR
Antonio Bascañán Valdés (*)
Abogado
RUT 2.069.899-3

(*) Integrante del Comité de Directores

PRINCIPALES EJECUTIVOS

GERENTES



GERENTE GENERAL
Eduardo Morandé Montt
Ingeniero Comercial
RUT 7.024.596-5
(En el cargo desde 01-04-2012)



GERENTE CORPORATIVO LEGAL
Rafael Salas Cox
Abogado
RUT 9.609.399-3
(En el cargo desde 01-09-2009)



GERENTE CORPORATIVO DE FILIALES,
ESTUDIOS Y REGULACIÓN
Gonzalo Palacios Vásquez
Ingeniero Civil
RUT 5.545.086-2
(En el cargo desde 01-04-2012)

SUBGERENTES

SUBGERENTE CORPORATIVO
DE ADMINISTRACIÓN DE VALORES
Soledad López Oyarzo
Abogado
RUT 9.966.359-6
(En el cargo desde 01-07-2010)

SUBGERENTE CORPORATIVO
DE CONTABILIDAD
Marcelo Jacard Besoain
Ing. Comercial y Contador Auditor
RUT 8.002.714-1
(En el cargo desde 01-06-2008)

SUBGERENTE CORPORATIVO
DE CONTROL DE GESTIÓN
Javier López Valenzuela
Ingeniero Comercial
RUT 8.369.700-8
(En el cargo desde 01-09-2004)

SUBGERENTE CORPORATIVO
DE OPERACIONES FINANCIERAS
Gonzalo Soto Sordio
Ingeniero Civil
RUT 10.033.471-2
(En el cargo desde 16-03-2009)

SUBGERENTE CORPORATIVO
DE COMUNICACIONES EXTERNAS
Y ASUNTOS PUBLICOS
Danilo Bustamante Rocha
Periodista
RUT 15.309.618-K
(En el cargo desde 01-02-2014)

SUBGERENTE CORPORATIVO
DE SERVICIO AL CLIENTE Y CALIDAD
DE SERVICIO
Felipe Cañas Montt
Ingeniero Comercial
RUT 7.763.322-7
(En el cargo desde 10-11-2008)



GERENTE CORPORATIVO DE FINANZAS
Pablo Sobarzo Mierzo
Ingeniero Comercial
RUT 9.006.201-8
(En el cargo desde 05-03-2012)



GERENTE CORPORATIVO DE PERSONAS, PROCESOS Y TECNOLOGÍA
Wilhelm Wendt Glena
Ingeniero Civil
RUT 6.323.400-1
(En el cargo desde 01-04-2012)



GERENTE CORPORATIVO DE ESTRATEGIA COMERCIAL Y SERVICIO AL CLIENTE
Mauricio Russo Camhi
Ingeniero Civil
RUT 7.774.599-8
(En el cargo desde 01-04-2012)

SUBGERENTE CORPORATIVO DE PROCESOS COMERCIALES
José Zamorano Olave
Ingeniero Civil de Industrias
RUT 11.477.824-9
(En el cargo desde 23-07-2012)

SUBGERENTE CORPORATIVO DE ESTUDIOS
Matias Hepp Valenzuela
Ingeniero Civil de Industrias
RUT 9.908.037-K
(En el cargo desde 01-01-2012)

SUBGERENTE CORPORATIVO DE SOLUCIONES DE NEGOCIOS
Cristian Ormazábal Ormazábal
Ingeniero Civil de Industrias
RUT 14.286.513-0
(En el cargo desde 14-05-2012)

SUBGERENTE CORPORATIVO LEGAL
Pablo Silva Oro
Abogado
RUT 6.975.588-7
(En el cargo desde 01-09-2009)

SUBGERENTE CORPORATIVO DE PROCESOS
Jorge Catalán Gutiérrez
Ingeniero Civil Informático
RUT 10.898.344-2
(En el cargo desde 01-11-2009)

SUBGERENTE CORPORATIVO DE CONTRALORÍA Y SEGURIDAD
Renzo Costa Nattero
Contador Auditor
RUT 7.353.051-2
(En el cargo desde 15-04-2013)

GERENTES GENERALES DE SUBSIDIARIAS



CGE DISTRIBUCIÓN
Cristián Saphores Martínez
Ingeniero Civil de Industrias
RUT 7.052.000-1



CONAFE / EMELAT / EMELARI / ELIQSA /
ELECDA / TRANSEMEL
Alfonso Toro Guzmán
Ingeniero Civil Electricista
RUT 5.899.183-K



TRANSNET
Gerardo Illanes Carrasco
Ingeniero Civil Electricista
RUT 5.395.448-0



EDELMAG
Carlos Yáñez Antonucci
Ingeniero de Ejecución Electricista
RUT 5.614.805-1



GASCO
Ricardo Cruzat Ochagavía
Ingeniero Comercial
RUT 7.052.413-9



TECNET
Alfonso Mülchi Ciangherotti
Ingeniero Comercial
RUT 8.792.675-3



BINARIA / CLG / IGSA /NOVANET
Tomás Morales Jaureguiberry
Ingeniero Forestal
RUT 7.106.226-K



TUSAN
Augusto Wiegand Puysegur
Ingeniero Civil Electricista
RUT 6.957.587-0

RESEÑA HISTÓRICA

1905

- Se funda la Compañía General de Electricidad Industrial, actual CGE, y se abastece de energía eléctrica a San Bernardo, Rancagua y Temuco.

1906

- Se constituyen los establecimientos de Los Ángeles y San Fernando y se adquiere la Empresa de Luz Eléctrica de Curicó.

1908

- Se incorporan los establecimientos de Chillán y Lo Bravo. Este último, atendía a parte de las comunas de Providencia y Ñuñoa.

1917

- CGE adquiere la Empresa Eléctrica de Caupolicán, e inicia la interconexión eléctrica de los establecimientos ubicados entre el Río Maipo y San Fernando.

1924

- Se formaliza la compra de la Compañía de Luz Eléctrica de Concepción.

1927

- Se adquiere la Compañía Eléctrica de Talca.

1947

- Se concretan las primeras interconexiones de Rancagua y Concepción con las centrales hidroeléctricas Sauzal y Abanico.

1963

- CGE extiende sus servicios a Villarrica y Pucón.

1975

- CGE participa en la creación de BINARIA.

1977

- CGE adquiere el control de GASCO, en licitación convocada por CORFO.

1978

- Se crea la sociedad Inmobiliaria General (IGSA), la que un año más tarde se adjudica la Hacienda Topocalma.

1981

- Junto con la firma alemana Transformatoren Union AG, formada por AEG y Siemens, se constituye la fábrica de transformadores TUSAN.

1982

- CGE se divide en dos sociedades y nace INDIVER, sociedad de inversiones que recibe el 11,43% del patrimonio de CGE en acciones de diversas empresas.
- CGE adquiere la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica (CONAFE).

1986

- GASCO adquiere el 40,88% de las acciones de CEMENTO POLPAICO.

1991

- CONAFE alcanza el 20,7% de la propiedad de EDELMAG, participación que aumenta a 38,8% al año siguiente.

1992

- La subsidiaria GASCO crea GASMAR, la que construye un terminal marítimo en Quintero, para descarga de gas licuado.
- GASCO, a través de GASCART en Argentina, adquiere junto a socios trasandinos el 90% de GASNOR.

1995

- CGE y su subsidiaria CONAFE, junto a socios trasandinos, integran un consorcio que hoy controla las empresas de distribución de energía eléctrica en Tucumán (EDET) y Jujuy (EJESA).
- GASCO constituye METROGAS. Un año más tarde le transfiere sus activos vinculados a la producción y distribución de gas de ciudad.
- CONAFE toma el control de EDELMAG luego de alcanzar una participación de 50,28%.

1996

- CGE compra a ENDESA instalaciones de subtransmisión y transformación por US\$60 millones.

1999

- CGE adquiere el control de EMEC y sus filiales en Chile, TRANSNET y TECNET, y en Argentina, de la filial AGUA NEGRA, controladora de ENERGÍA SAN JUAN.

2000

- GASCO toma el control de METROGAS al alcanzar una participación de 51,84%.

2001

- Se consolidan en la filial CGE TRANSMISIÓN las actividades de transporte y transformación de energía eléctrica del GRUPO CGE.

2003

- CGE crea la filial CGE DISTRIBUCIÓN, la que se adjudica el 98,74% de la COMPAÑÍA ELÉCTRICA DEL RÍO MAIPO.
- CONAFE se divide en tres sociedades: una continuadora y dos nuevas, denominadas CGE MAGALLANES y CGE ARGENTINA.

2004

- CGE transfiere a la filial CGE DISTRIBUCIÓN todos los activos de distribución de energía eléctrica que poseía entre la Región Metropolitana y la IX Región del país.
- CGE transfiere las actividades de informática y de abastecimiento a las filiales BINARIA y CLG respectivamente.
- Las Juntas Extraordinarias de Accionistas de CONAFE y EMEC acuerdan la fusión de ambas sociedades.

2005

- CGE celebra 100 años de existencia.
- Se materializa la fusión de CGE DISTRIBUCIÓN con la COMPAÑÍA ELÉCTRICA DEL RÍO MAIPO.
- Se constituye la filial CONTACTOS GENERALES (CONTACTA).
- CGE DISTRIBUCIÓN transfiere a CGE TRANSMISIÓN las instalaciones de subtransmisión que pertenecían a la COMPAÑÍA ELÉCTRICA DEL RÍO MAIPO.
- Se constituye la filial CGE GENERACIÓN con el objeto de desarrollar proyectos de generación.
- Se fusionan TECNET y ENERPLUS.



2006

- CGE TRANSMISIÓN adquiere de HQI Transelec Chile un conjunto de activos de subtransmisión y transformación que permitieron ampliar la cobertura del sistema eléctrico explotado por esta filial.
- CONAFE se divide en dos sociedades: una continuadora, y una nueva sociedad denominada CGE DISTRIBUCIÓN VII, a la que se le transfiriere la actividad de distribución de electricidad que CONAFE poseía en la VII Región.
- CGE transfiere a CGE GENERACIÓN sus activos relacionados con la actividad de generación.
- Como parte de su proceso de reorganización, GASCO traspasa a GASCO GLP, todas las actividades relacionadas con la comercialización de gas licuado.

2007

- CGE adquiere el 97,94% de EMEL en US\$678 millones.
- CGE DISTRIBUCIÓN VII se fusiona con CGE DISTRIBUCIÓN.
- CONAFE adquiere el 51% de ENELSA.
- Comienza el proyecto CGE+ con el objeto de implementar el software de negocios SAP en el GRUPO CGE.

2008

- CONAFE adquiere el 49% de las acciones de la EMPRESA ENERGÍA DE LIMARÍ (ENELSA) alcanzando con ello el 99,9% de la propiedad.

2009

- CGE GENERACIÓN adquiere el 100% de IBENER, dueña y operadora de las centrales hidroeléctricas Peuchén y Mampil.
- Se inaugura el terminal GNL Quintero, que permitió terminar con la dependencia del gas natural argentino.
- GASCO, a través de su subsidiaria Transportes e Inversiones Magallanes S.A., se adjudica la licitación pública para la operación del servicio de transporte de pasajeros a gas natural en Punta Arenas.

2010

- Se anuncia la reestructuración del Grupo de Empresas EMEL, con el propósito de simplificar su estructura de propiedad y lograr sociedades concentradas en su negocio principal.
- GASCO ingresa a la distribución de gas licuado en Colombia mediante la adquisición de un 70% en la sociedad Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.
- GASCO vende su participación del 40,88% en Cemento Polpaico.

2011

- EMEL se divide en cuatro sociedades: EMEL NORTE, EMEL ATACAMA, EMEL SUR y EMPRESAS EMEL. En septiembre, EMPRESAS EMEL se fusiona con TRANSNET.
- GASCO adquiere a través de su subsidiaria INVERSIONES GLP S.A.S E.S.P el 70% del grupo de empresas UNIGAS en Colombia, lo que significó una inversión cercana a los US\$17 millones.

2012

- CGE DISTRIBUCIÓN, EMELECTRIC y EMETAL al igual que EMEL NORTE, CONAFE, EMELAT y ENELSA, adoptan una nueva estructura que potencia una organización caracterizada por la centralización de la gestión en los ámbitos técnico y comercial.
- ENERPLUS vende a Duke Energy International la totalidad de las acciones de IBENER por US\$415 millones, más la cuenta corriente mercantil de ENERPLUS con IBENER por US\$58 millones.
- INVERSIONES GLP S.A.S. E.S.P. finalizó la compra de los activos vinculados a la distribución de gas licuado de Intergas Corona

en el mercado colombiano, lo que significó una inversión de US\$7 millones. Además, se concretó la adquisición del 33% de Montagas, en la zona de Nariño, con una inversión de US\$8 millones.

2013

- CGE S.A. concretó la venta de los activos vinculados al negocio de generación de electricidad correspondientes al Proyecto Ñuble a Hidroeléctrica Ñuble SpA y los asociados a su carpeta de proyectos de generación de electricidad a Eléctrica Puntilla S.A. Estas operaciones ascendieron a \$44.485 millones.
- CGE DISTRIBUCIÓN se fusionó con su filial EMEL SUR, quedando consolidado en la primera la totalidad del patrimonio de EMEL SUR y todos sus accionistas, además de la administración de las empresas EMELECTRIC y EMETAL.
- GNL QUINTERO dio inicio a las obras de su Proyecto de Ampliación del terminal, el cual le permitirá aumentar su capacidad de regasificación y de carguío de camiones cisterna con Gas Natural Licuado (GNL). La obra permitirá aumentar en un 50% la capacidad de regasificación del terminal, alcanzado un total de 15 millones de m³ por día.

HECHOS DESTACADOS 2014



GAS NATURAL FENOSA TOMA CONTROL DE CGE

A través de una Oferta Pública de Acciones (OPA), la multinacional española GAS NATURAL FENOSA ingresó a la propiedad de CGE, quedando como controladora de la empresa y de sus filiales de electricidad, gas y servicios. La operación comenzó tras el acuerdo sellado en octubre entre GAS NATURAL FENOSA y los entonces accionistas mayoritarios de la sociedad: Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz. Un mes más tarde, la OPA lanzada por la firma internacional fue declarada exitosa con el 96,50% de los accionistas aceptando la oferta del conglomerado español.



METROGAS EXTIENDE REDES DE GAS HACIA RANCAGUA

METROGAS comenzó los trabajos de extensión de sus redes bajo tierra en la Región General Libertador Bernardo O'Higgins. El plan contempla 12 kilómetros de red y la densificación de diversos sectores en las comunas de Machalí y Rancagua. A la fecha ya existen proyectos inmobiliarios contratados y el mall Plaza Las Américas.



RAFAEL VILLASECA ASUME LA PRESIDENCIA DE CGE

El 20 de noviembre el actual Consejero Delegado de GAS NATURAL FENOSA, Rafael Villaseca, asumió la presidencia de CGE en reemplazo de Jorge Marín. El nombramiento se produjo tras el exitoso cierre de la Oferta Pública de Acciones (OPA) formulada por la firma internacional. De esta manera, el directorio de CGE quedó integrado por: Rafael Villaseca Marco (Presidente); Antonio Basolas Tena (Vicepresidente); y Carlos J. Álvarez Fernández, Manuel García Coboleda y Antonio Bascuñán Valdés, como directores, éste último en calidad de independiente.

QUINTO ESTANQUE DE GASMAR

En una muestra más del compromiso de la empresa con el país, en noviembre entró en operaciones el quinto estanque de almacenamiento refrigerado en el Terminal de Quintero. Este proyecto significó una inversión de US\$ 32 millones y permitirá aumentar la capacidad total del terminal a 145 mil m³.



CULMINA PROCESO DE INTEGRACIÓN DE CGE DISTRIBUCIÓN CON EMELECTRIC Y EMETAL

En noviembre culminó el proceso de fusión e integración de CGE DISTRIBUCIÓN con EMELECTRIC y EMETAL. Los cambios visibles para los clientes comenzaron en agosto cuando se homologaron las boletas de EMELECTRIC y EMETAL a la de CGE DISTRIBUCIÓN.

La integración, además de unificar la operación de las empresas bajo una sola marca, permitirá la estandarización de las plataformas, procesos administrativos y técnicos, junto con el aprovechamiento de experiencias y sinergias de trabajo.



NUEVAS INSTALACIONES DE TRANSNET

TRANSNET continuó ampliando y potenciando el sistema de subtransmisión, destacándose en la zona Araucanía la incorporación de la nueva subestación Duqueco 220/66 kV de 75 MVA, que incluyó además la transformación 66/23 kV de 30 MVA, conformando así un nuevo punto de inyección desde 220 kV; y la construcción de la nueva línea de 66 kV Loncoche – Villarrica N°2 para apoyar el suministro eléctrico hacia los sectores de Villarrica y Pucón. También se concluyó la construcción de la nueva subestación Gorbea 66/23 kV de 5 MVA, obra destinada a dar suministro a los consumos de las empresas distribuidoras Codiner y Frontel.



METROGAS FIRMA CONTRATOS CON CODELCO Y COLBÚN

METROGAS cerró contratos de suministro con importantes empresas del país. En enero se concretó un acuerdo con la minera estatal Codelco, para el suministro de GNL en los años 2014 y 2015. En agosto en tanto se logró el mayor acuerdo gasífero suscrito entre actores nacionales de la industria energética, el cual permitió extender el vínculo contractual iniciado en 2012, para suministro de gas natural para las centrales a ciclo combinado con que cuenta Colbún. El nuevo contrato vigente hasta 2019 permitirá a la generadora abastecer a una parte de su demanda eléctrica comprometiendo volúmenes por más de 900 millones de m³ de gas natural.



LANZAMIENTO PROGRAMA SELLO DE CALIDAD

En mayo, en el marco de la segunda Convención Comercial del GRUPO CGE, se lanzó uno de los programas más importantes de la empresa orientado a mejorar la calidad de servicio de los negocios eléctricos de la empresa. Se trata del Sello de Calidad, iniciativa que busca resaltar e impregnar ciertas características de servicio —comprometido, resolutivo, empático y oportuno— en todos los procesos que las empresas del GRUPO CGE brindan a sus clientes. Este programa, construido con el aporte de todos los colaboradores de las filiales de distribución, transmisión eléctrica y de servicios, será ejecutado en forma progresiva en un horizonte de mediano plazo.



CANALES DE EMERGENCIA A TRAVÉS DE TWITTER

Desde mayo y en forma progresiva, comenzó la operación de los canales de emergencia de las distribuidoras eléctricas del GRUPO CGE en la red social Twitter. Estos canales permiten entregar información masiva respecto a interrupciones o contingencias en las redes de distribución, así como recibir consultas y avisos sobre anomalías en materia operativa. A la fecha, estos canales ya cuentan con más de 8.000 seguidores inscritos.



MEJORAS EN BOLETA Y NUEVA OFICINA VIRTUAL

En el compromiso de mejoras permanentes hacia los clientes, las distribuidoras eléctricas del GRUPO CGE introdujeron cambios tendientes a simplificar la información de las boletas eléctricas, de forma de mejorar su comprensión y ayudar en el entendimiento de la información que se transmite mensualmente.

Además, se estrenó la Oficina Virtual en los sitios web de las empresas de distribución eléctrica, que permite a todos los clientes acceder a información fundamental de sus servicios eléctricos y a diversas opciones de pagos.



EXITOSA CAMPAÑA MISIÓN NOCHE BUENA

En materia social, destaca la campaña solidaria Misión Noche Buena, coordinada por Fundación CGE. A través de esta iniciativa, colaboradores de todas las empresas del Grupo y miembros de la comunidad participaron activamente en la recaudación de fondos para la compra de Cajas de Navidad destinadas a familias de escasos recursos. El compromiso voluntario por región logró entregar cerca de 11.000 cajas desde Arica a Puerto Williams.



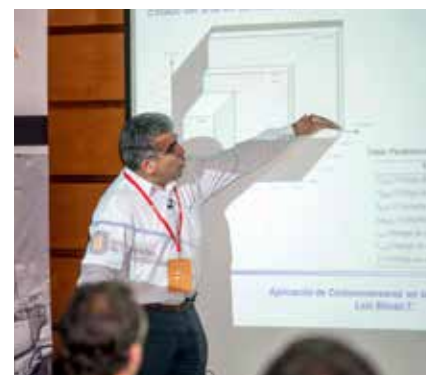
NUEVAS APERTURAS DE AUTOGASCO

Gracias a la alianza comercial conformada con Petrobras Chile Distribución Ltda. a fines de 2013, se sumaron 16 nuevas estaciones de servicio a lo largo de todo el país. Con ello, AUTOGASCO cuenta con un total de 59 puntos de venta en el territorio nacional, consolidándose como la empresa con mayor cobertura de gas vehicular en Chile.



GASCO GLP RECONOCIDA COMO EMPRESA INNOVADORA

GASCO GLP obtuvo el 1er lugar en la categoría empresas de energía en el Ranking Most Innovative Companies Chile 2014, iniciativa que busca destacar a las empresas más innovadoras del país. Entre las razones destacadas para reconocer a la compañía, fue por el desarrollo de soluciones de calefacción pensadas exclusivamente en las necesidades de sus clientes, lo que le permite otorgar un valor agregado a la empresa.



JORNADAS TÉCNICAS ELIQUA-COLLAHUASI

En diciembre ELIQUA, en conjunto con Minera Collahuasi, desarrollaron la octava versión de las Jornadas Técnicas. La actividad denominada "Impacto de la O&M de los sistemas eléctricos en la productividad minera" se centró en el análisis sobre los desafíos del sector energético en la minería como aporte a la productividad y generación de valor en las empresas. El evento contó con la participación de autoridades, representantes de las principales empresas mineras del país, académicos del área eléctrica y ejecutivos de ELIQUA y Minera Collahuasi.

INFORME A LOS ACCIONISTAS



2024
Memoria
Anual

MARCHA DE LA EMPRESA

La utilidad de CGE al 31 de diciembre de 2014 alcanzó a \$ 60.720 millones registrando una disminución de \$20.691 millones con respecto al ejercicio anterior.

El EBITDA consolidado ascendió a \$390.191 millones, con una disminución de \$47.894 millones, cifra 10,9% inferior a la del ejercicio 2013. Además de la disminución en el EBITDA, la utilidad se vio disminuida por el efecto sobre las deudas financieras de la variación de 5,7% en la Unidad de Fomento. Lo anterior se vio compensado por una disminución de \$ 12.838 millones en los gastos financieros netos y de \$ 29.944 millones en el gasto por Impuesto a la Renta como consecuencia de la fusión de CGE DISTRIBUCIÓN con EMELECTRIC y EMETAL.

La deuda financiera neta registró un aumento de \$ 169.092 millones con respecto a diciembre de 2013, básicamente por una disminución de \$ 70.458 millones en el saldo de efectivo, el efecto de la actualización de las deudas financieras por unidades de reajuste y un aumento de la deuda financiera propiamente tal en CGE Matriz y GASCO principalmente. Otro efecto que incidió en el aumento del nivel de deuda, fue el retraso de la publicación de los Decretos de Precio de Nudo Promedio que tuvo un impacto sobre la recaudación

de las empresas distribuidoras de electricidad del GRUPO CGE. En efecto, dichas reliquidaciones deberían materializarse durante el ejercicio 2015 con el correspondiente efecto positivo en la caja. En cuanto al nivel de endeudamiento medido en términos de Deuda Financiera Neta / Ebitda, alcanzó a 3,81 veces al 31 de diciembre de 2014, superior a diciembre de 2013 en que dicho indicador cerró en 3,01 veces.

Como ya se indicó, el EBITDA consolidado alcanzó a \$390.191 millones, presentando una disminución de \$47.894 millones (10,9%) con respecto a igual período del año 2013. Esta reducción se explica por una disminución de \$ 20.510 millones (8,2%) en el EBITDA proveniente de las empresas del Sector Gas, así como una baja de \$ 13.543 millones en el EBITDA del Sector Inversiones, \$12.723 millones en el Sector Electrico y \$1.118 millones en el Ebitda del Sector Servicios.

Respecto al EBITDA alcanzado por el Sector Electricidad, cabe mencionar el incremento de \$17.815 millones en el margen de distribución eléctrica (venta menos compra de energía) explicado por el aumento en las ventas físicas a clientes regulados (5%) y el efecto de la indexación tarifaria establecida en la regulación del sector distribución de electricidad. Sin embargo, junto con el crecimiento anterior, se registró un aumento de los gastos operacionales, particularmente mayores gastos por provisiones de incobrables, gastos de personal y gastos extraordinarios como consecuencia del terremoto del norte del país.

Junto al crecimiento de las ventas físicas, un factor que impulsó el crecimiento de este sector fue la disminución de las pérdidas físicas de energía que pasaron de 7,86% a 7,77%.

El incremento de \$2.319 millones experimentado en el EBITDA del Sector Transmisión, originado mayormente en TRANSNET (3,1%), se explica principalmente por el aumento de los ingresos debido a mayores retiros de energía del sistema de subtransmisión de la sociedad (4,4%), el efecto de la puesta en servicios de nuevas instalaciones que reconoce la autoridad y el efecto de indexación tarifaria a contar de mayo y noviembre de 2014, derivado principalmente al incremento del IPC y del dólar.

La disminución de \$20.510 millones que registra el EBITDA del Sector Gas, se explica en gran parte por una disminución de \$14.327 millones en el EBITDA del Negocio del Gas Licuado y \$6.443 millones en el EBITDA del Negocio de Gas Natural.

Con respecto al EBITDA del Negocio de Gas Licuado, su reducción se explica fundamentalmente por la disminución de \$ 5.516 millones en el EBITDA de la filial GASCO GLP, producto de ventas físicas levemente inferiores (-1,7%) a las registradas al cierre del ejercicio 2013, manteniendo estable su participación de mercado (26,6% a nivel nacional).

Otro factor que influyó en la caída del EBITDA de esta, fue el incremento de los gastos operacionales, en particular gastos de personal.

Por otro lado, INVERSIONES GLP presenta una disminución de \$ 4.112 millones que se explica principalmente por una reducción en el margen de venta en el mercado colombiano, a pesar de un leve incremento en las ventas físicas de 1,9%.

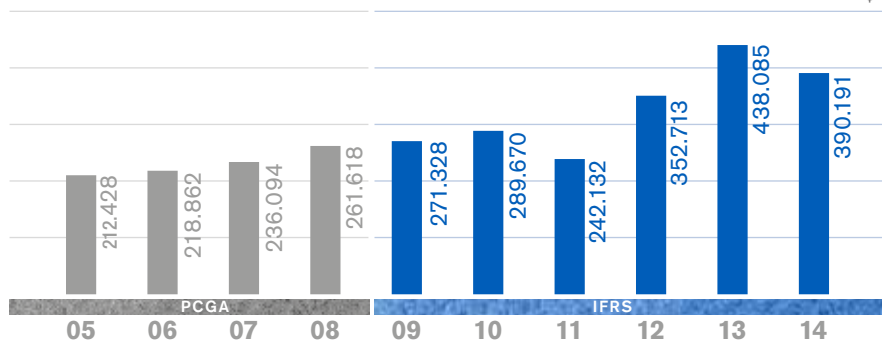
En cuanto a la reducción de \$6.443 millones en el EBITDA del Negocio de Gas Natural, ésta se origina mayoritariamente en la filial METROGAS, debido al incremento del costo del gas, producto de un aumento del 20% en el precio promedio del Henry Hub (indicador de precio internacional del gas natural), además de un incremento de los costos de transporte y de regasificación del gas natural, los cuales se encuentran indexados al dólar que se apreció un 16% respecto al peso chileno, al compararse con diciembre de 2013. Sin perjuicio de lo anterior, las ventas físicas en esta filial, tanto

en los segmentos residencial, comercial, industrial y las correspondientes a las empresas eléctricas alcanzaron un crecimiento total de 12,8% al cierre del ejercicio.

El EBITDA del Sector Servicios registró una disminución de \$1.118 millones, alcanzando

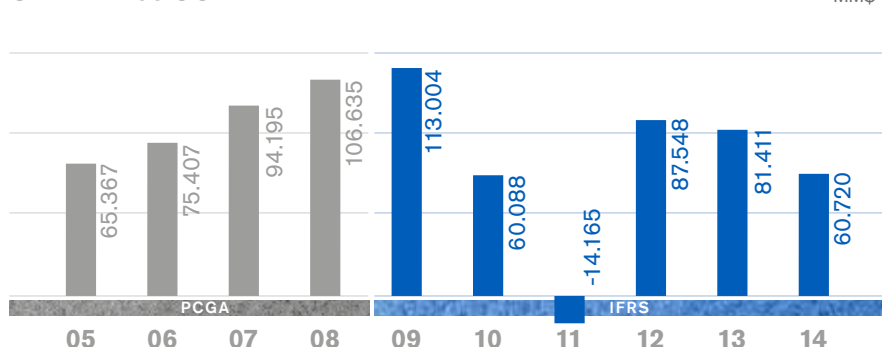
\$5.796 millones al 31 de diciembre de 2014. Dicha disminución se explica principalmente por una menor EBITDA en las filiales IGSA (\$1.718 millones) y CLG (\$909 millones). Lo anterior compensado parcialmente por un aumento del EBITDA en la filial NOVANET (\$2.096)

EBITDA Consolidado de CGE(*)

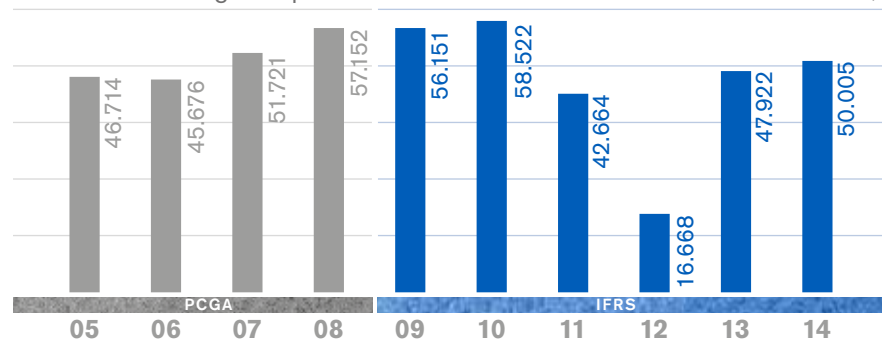


(*) Ebitda = Resultado Operacional + Depreciación + Amortización

UTILIDAD de CGE



DIVIDENDOS Pagados por CGE



Principales Negocios del GRUPO CGE

DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile y Argentina, abasteciendo a un total de 3.526.716 clientes al 31 de diciembre de 2014. En Chile, la operación de este negocio está concentrada en las subsidiarias EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, CONAFE, CGE DISTRIBUCIÓN y EDELMAG, quienes en conjunto abastecen a 2.643.585 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, parte de la Región Metropolitana y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 13.331 GWh al cierre del período.

En Argentina, CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGÍA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJSEDSA abastece a 883.131 clientes distribuidos en las provincias de San Juan, Tucumán y Jujuy, con ventas físicas que alcanzaron a 4.520 GWh a diciembre de 2014.

TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD

El negocio de transmisión y transformación de energía eléctrica es desempeñado principalmente por TRANSNET, con una infraestructura de

subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Ríos, sirviendo no sólo a las empresas distribuidoras del GRUPO CGE, sino también a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes.

Al 31 de diciembre de 2014, la energía retirada del sistema de subtransmisión de TRANSNET alcanzó a 13.022 GWh. Dentro de este negocio también participa la subsidiaria TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA.

Por su parte, EDELMAG también posee instalaciones de transporte y transformación de energía eléctrica que complementan el negocio de distribución de electricidad en la XII Región.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

La actividad de generación del GRUPO CGE se lleva a cabo a través de la Central Termoeléctrica Newen operada por GAS SUR, equipos de generación de TECNET y la generación propia de EDELMAG como consecuencia de su ubicación geográfica en la XII región del país.

EDELMAG provee de generación de electricidad en la XII Región, sirviendo a las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, con una capacidad total instalada de 99 MW en turbinas a gas y motores diesel.

TECNET posee 12 MW en capacidad propia y 9 MW de propiedad de terceros que son operados por esta subsidiaria.

En las instalaciones de GAS SUR se opera la Central Newen, una termoeléctrica que cuenta con una turbina de generación a gas de 15 MW.

GAS LICUADO

A través de GASCO y su subsidiaria GASCO GLP, CGE participa en el negocio de distribución de gas licuado, con una cobertura que se extiende entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de Magallanes, alcanzando al 31 de diciembre de 2014, una participación de mercado de 26,6% a nivel nacional. Asimismo, a través de su subsidiaria GASMAR, importa gas licuado para el mercado nacional.

En Colombia, a partir del año 2010, a través de las marcas VIDAGAS y UNIGAS, GASCO distribuye gas licuado con presencia en 26 de los 32 departamentos del país, alcanzando una participación de mercado al cierre de 2014 cercana al 21%.

GAS NATURAL

El GRUPO CGE concentra las actividades de distribución y transporte de gas natural en 4 regiones de Chile y en 4 provincias de Argentina, a través de GASCO y sus empresas subsidiarias y

asociadas, abasteciendo a clientes residenciales, comerciales e industriales, en ambos países.

En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa a través de sus empresas relacionadas METROGAS, en las regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la Región del Bío Bío y la unidad de negocios Gasco Magallanes en la Región de Magallanes. En la zona noroeste de Argentina distribuye gas natural por intermedio de GASNOR y GASMARKET.

GASCO también participa en el transporte de gas natural a través de sus empresas GASODUCTO DEL PACÍFICO y GASANDES.

Al finalizar el año, el número total de clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR, INNERGY y Gasco Magallanes alcanza los 661.238, mientras que GASNOR provee de gas natural a 491.076 clientes.

PROPIEDADES E INSTALACIONES

Compañía General de Electricidad S.A., no posee propiedades y terrenos reservados para el desarrollo de proyectos futuros relacionados con su giro social. Las oficinas que ocupa actualmente la sociedad, ubicadas en Presidente Riesco 5561, Las Condes, Santiago, son arrendadas a la subsidiaria Inversiones y Gestión S.A. (IGSA).

Política y Plan de Inversión

CGE, a través de sus empresas relacionadas, concentra sus operaciones en los sectores de electricidad y gas, principalmente en Chile.

Durante el 2014, se materializaron inversiones a nivel consolidado por US\$294 millones, orientadas principalmente a satisfacer el permanente crecimiento de los mercados que abastece el GRUPO CGE y para mantener las actuales instalaciones, con el objeto de cumplir con las normas de calidad de servicio en sus zonas de concesión y/o de distribución, conforme lo establecen los contratos con sus clientes y las regulaciones de los sectores en que participa.

Durante el año 2014, un 50,2% de las inversiones totales realizadas por el GRUPO CGE,

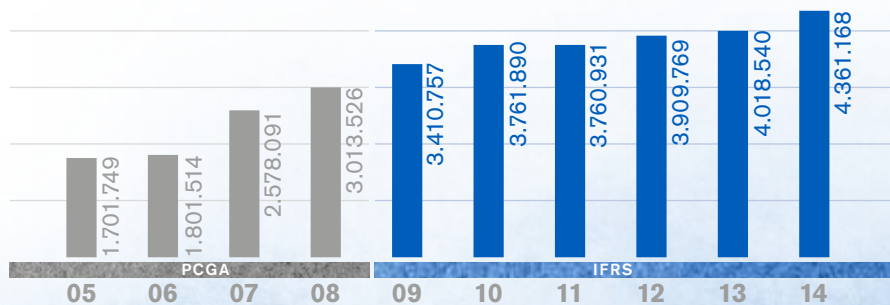
se destinaron al sector electricidad, mientras que las inversiones en el sector gas alcanzaron un 44,6% del total. Las inversiones en las empresas de servicios del GRUPO CGE representaron un 5,2% del total.

Para el ejercicio 2015, el GRUPO CGE tiene contemplado un plan de inversiones de US\$331 millones 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 suministros, reducción de pérdidas, modernización y renovación de las actuales instalaciones y el cumplimiento de la normativa vigente.

Este plan de inversiones será financiado principalmente con los flujos operacionales de las propias subsidiarias y en menor medida mediante deuda estructurada en algunas de ellas.

ACTIVOS Consolidados de CGE

MM\$



Política y Principales Actividades de Financiamiento

Durante el año 2014, CGE ha continuado jugando un activo rol de apoyo hacia sus subsidiarias, en la planificación y evaluación de una adecuada estructura financiera. Es así que el GRUPO CGE ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: retención de utilidades, créditos bancarios y bonos. Esto ha permitido a CGE y sus subsidiarias contar con una sólida estructura de deuda acorde con la naturaleza de largo plazo de los negocios en que participan, cumplir con los planes de inversión necesarios para satisfacer el permanente crecimiento de los mercados donde operan, contar con la flexibilidad para aprovechar

las oportunidades de inversión que se presenten y satisfacer los requerimientos de dividendos por parte de los accionistas.

A lo anterior se suman los recursos generados a partir de la operación de los negocios de cada una de las empresas que conforman el GRUPO CGE y que medido en términos de EBITDA consolidado, ascendieron a \$390.191 millones durante el ejercicio 2014. La solidez financiera, tanto de la matriz CGE como de sus subsidiarias, ha permitido un fluido y permanente acceso al mercado de capitales chileno.

En efecto, el GRUPO CGE se ha constituido en uno de los principales emisores de bonos del país, con colocaciones vigentes que alcanzaron a US\$1.551 millones a diciembre de 2014.

En concordancia con el perfil de largo plazo de las actividades de negocios que realiza el GRUPO CGE, la deuda financiera consolidada se encuentra radicada en un 84,4% en el largo plazo. Asimismo, debido a que los flujos generados por las empresas que conforman el GRUPO CGE, son fundamentalmente en pesos y provienen de sectores regulados en Chile, se ha determinado mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición a las variaciones en el tipo de cambio y tasas de interés. Como consecuencia de lo anterior, la denominación de la deuda financiera es un 77,6% en Unidades de Fomento, un 15,5% en pesos y un 6,9% en moneda extranjera. Por otro lado, un 70,3% de la deuda financiera se encuentra estructurada a tasa fija.

Empresa	Clasificación de Riesgo	Bonos y Efectos de Comercio (MM\$)	Bancos y otros Pasivos Financieros (MM\$)	Total Deuda Financiera (MM\$)	Ebitda (*) (MM\$)	Deuda Financiera Neta(**)/ Ebitda (veces)
CGE	AA / AA-	933.705	630.993	1.564.698	390.191	3,81
CGE Distribución	AA+/AA-	156.471	116.062	272.533	55.864	4,77
Conafe	AA+/AA-	45.238	36.942	82.180	16.055	4,92
EMEL Norte	-	-	86.753	86.753	21.458	3,99
Edelmag	AA	-	11.227	11.227	10.767	0,72
Transnet	AA+/AA	136.311	32.764	169.076	64.149	2,63
Gasco	AA / AA-	265.665	216.182	481.847	229.540	1,85
Metrogas	AA-/AA	152.884	49.715	202.599	150.338	1,27

(*) Ebitda = Resultado Operacional + Depreciación + Amortización

(**) Deuda Financiera Neta = Deuda Financiera - Efectivo y Equivalente al Efectivo

Durante el año 2014, se registraron los siguientes cambios en las clasificaciones de riesgo del GRUPO CGE:

- Mejora en la clasificación de riesgo de CGE por parte de Feller - Rate desde AA- a AA; y CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y TRANSNET desde AA a AA+
- Mejora en la clasificación de riesgo de CGE, CGE DISTRIBUCIÓN y CONAFE por parte de Fitch Ratings, desde A+ a AA-; y de TRANSNET desde A+ a AA.
- Mejora en la clasificación de riesgo de METROGAS desde AA- a AA por parte de Humphreys.

Al 31 de diciembre de 2014, la deuda financiera neta consolidada de CGE (correspondiente a las obligaciones con bancos y tenedores de bonos, descontada la partida de Efectivo y Equivalente al Efectivo), alcanzó a \$1.487.678 millones (US\$2.452

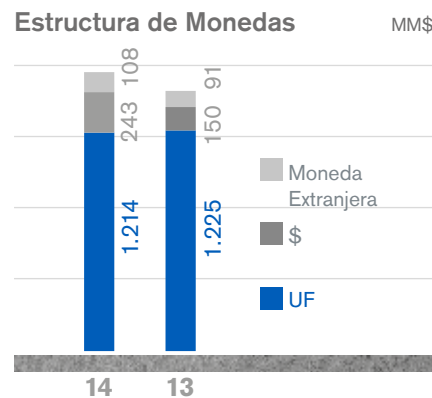
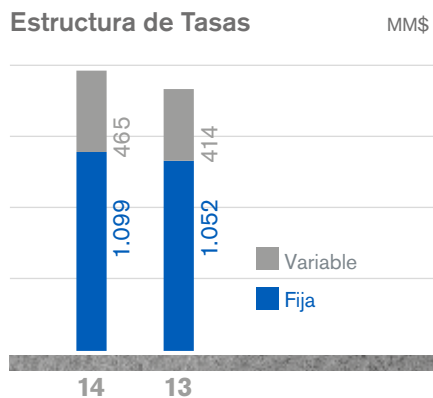
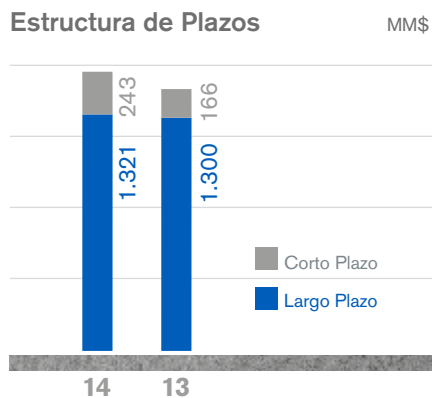
millones), lo que representa una alza del 12,8% respecto al año 2013. Dicha alza corresponde principalmente a un aumento de la unidad de reajuste y a una disminución del saldo de efectivo. Respecto a la deuda financiera consolidada total, un 61% corresponde a bonos de largo plazo y un 39% a créditos bancarios, sin existir efectos de comercio vigentes al cierre del año 2014.

Entre las actividades del ámbito financiero más destacadas durante el año 2014 se puede mencionar:

- Inscripción de Línea de bono por UF 4.000.000 en CGE DISTRIBUCIÓN.
- Refinanciamiento de seis operaciones de crédito por un monto de \$ 52.000 millones que vencían el año 2014.
- Refinanciamiento anticipado de tres operaciones de crédito por un monto de \$ 18.500 millones que vencían el año 2015.

- Refinanciamiento anticipado de una operación de crédito por un monto de \$ 51.000 millones que vencían el año 2016.

Las actividades antes mencionadas son una muestra del excelente acceso del GRUPO CGE al mercado financiero, que le permiten mantener una estructura de deuda en el largo plazo, acorde a su perfil de negocios, con un plazo promedio de amortización, que al cierre de 2014 asciende a 7,4 años.



Factores de Riesgo

DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN CHILE

La actividad de distribución de electricidad en Chile es uno de los principales negocios de CGE, a través de sus filiales de distribución eléctricas, medido tanto en términos de resultados, flujos y activos invertidos en él.

El ámbito de operación se extiende a una amplia zona geográfica, que abarca la mayor parte del país, lo que permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones.

Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de los ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Desde el punto de vista de la demanda, su crecimiento se relaciona directamente con el mejoramiento del ingreso per cápita, desarrollo tecnológico y el incremento de la población y viviendas. Asimismo, por tratarse de un bien de primera necesidad, su demanda no es afectada significativamente por los ciclos económicos.

Como nación en desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo en comparación a 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 reducido.

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para la 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. En este sentido, la presencia de un marco regulatorio estable ha sido un importante factor de desarrollo para la industria. Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, las empresas distribuidoras del GRUPO CGE cuentan con contratos de largo plazo con las principales empresas generadoras del país, asegurando de esta manera, la diversificación del riesgo y el suministro de sus clientes sometidos a regulación de precios. En el caso de EDELMAG, por razones geográficas, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales térmicas propias en cada uno de los sistemas atendidos por la empresa.

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

CGE a través de sus filiales de distribución eléctrica, no presenta mayor competencia debido a que se observan las características propias de un monopolio natural en cada zona de concesión.

DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD EN ARGENTINA

Tal como en el caso de Chile, la demanda eléctrica se relaciona directamente con el desarrollo económico de las provincias donde el GRUPO CGE desarrolla su actividad de distribución de electricidad. En los últimos años se han percibido signos de estabilidad en el crecimiento de las ventas físicas de energía, lo que se traduce en que el riesgo asociado a la evolución de la demanda no es significativo. Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina, también se encuentra regulada bajo un esquema similar al de Chile. Sin embargo, por tratarse de un país con organización política federal, cada Provincia tiene su propia regulación. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista.

Luego que en el año 2002 se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del GRUPO CGE, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales. Suscritas dichas renegociaciones

y bajo la vigencia de los términos y condiciones de dichos acuerdos, se ha reducido el factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del GRUPO CGE en este país.

En el transcurso del año 2014 el Gobierno Nacional convino con las Provincias Argentinas un “Plan de Convergencia Tarifario”. El mismo dispuso el congelamiento de las tarifas eléctricas para los usuarios. A cambio de esta decisión, la Nación remitió a las Provincias fondos que fueron destinados principalmente para las inversiones en materia de transporte y distribución y que –finalmente- compensaron a las prestatarias de los menores ingresos derivados de dicho congelamiento.

TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE ELECTRICIDAD

La demanda física que enfrenta el segmento de la subtransmisión corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de subtransmisión, equivalente a la demanda requerida por las empresas distribuidoras del GRUPO CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a las inyecciones al sistema de subtransmisión por empresas de generación. En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, el desarrollo urbano y el crecimiento económico en las zonas atendidas por las empresas del GRUPO CGE, por lo tanto, el riesgo asociado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido.

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta las características de un monopolio natural, su operación está regulada por el Estado. Los precios son determinados por la legislación vigente mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable para los activos invertidos en este sector, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Las filiales GAS SUR, TECNET Y EDELMAG poseen centrales termoeléctricas a gas y diesel, las cuales están supeditadas a la disponibilidad de este combustible y a su precio internacional. EDELMAG, además, posee generadores a base de petróleo

diésel, por lo que depende directamente del precio internacional de éste.

GAS LICUADO

El gas licuado, por tratarse de un bien de consumo básico, presenta una demanda que es estable en el tiempo, que no es afectada significativamente por los ciclos económicos. Sin embargo, factores tales como la temperatura y el precio del gas licuado en relación a otras alternativas de combustibles, podrían eventualmente afectar su nivel de venta. Por otro lado, el negocio de importación y almacenamiento de gas licuado, actividad desempeñada por GASMAR, opera mediante contratos de venta a las distribuidoras, lo que se traduce en una estabilidad en los flujos de ingresos para la empresa y en los márgenes de las empresas distribuidoras. El abastecimiento de la materia prima es uno de los factores de riesgo que deben tenerse en cuenta en el negocio de distribución de gas licuado.

Sin embargo, GASMAR, principal proveedor de GASCO GLP, tiene la capacidad para minimizar este riesgo al importar el combustible desde distintos países del mundo e implementar un programa de cobertura de variación del precio internacional y tipo de cambio a través de la compraventa de seguros de cambio y swaps de propano. Asimismo, las compras nacionales se hacen a Enap a través de embarques provenientes de Cabo Negro, en la Región de Magallanes.

GAS NATURAL

De manera similar al negocio de distribución de gas licuado, el gas natural también corresponde a un bien de consumo básico, cuya demanda es bastante estable en el tiempo y no es influida significativamente por los ciclos económicos. Sin embargo, factores tales como la temperatura y el precio del gas natural en relación a otras alternativas de combustibles, podrían eventualmente afectarla.

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

La operación comercial del terminal de Regasificación de GNL en Quintero, cuya puesta en marcha se realizó en el mes de septiembre de 2009, ha permitido satisfacer plenamente los requerimientos de suministro para abastecer a los clientes. Además de tener un sistema de respaldo de gas natural simulado y almacenamiento en gasoductos (“parking”). Dado lo anterior, el riesgo de desabastecimiento para clientes residenciales y comerciales se encuentra minimizado.

RIESGOS FINANCIEROS

Los negocios en que participan las empresas del GRUPO CGE, especialmente aquellas que desarrollan su actividad en el sector electricidad en Chile, principal fuente de resultados y flujos para el Grupo, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo, en mercados regulados y con una estructura de ingresos y costos fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento. A nivel corporativo se definen, coordinan y controlan las estructuras financieras de las empresas que componen el GRUPO CGE en orden a prevenir y mitigar los principales riesgos financieros. En este sentido, los pasivos financieros del GRUPO CGE se han denominado mayoritariamente en Unidades de Fomento o pesos chilenos, a tasa fija y a largo plazo.

RIESGO DE TIPO DE CAMBIO Y TASA DE INTERÉS

En este ámbito, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus pasivos financieros, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio. Como se indicó

anteriormente, las actividades de negocios del GRUPO CGE son fundamentalmente en pesos, en consecuencia, la denominación de la deuda financiera es un 77,6% en Unidades de Fomento, un 15,5% en pesos chilenos y el saldo en moneda extranjera. De este modo, el mayor riesgo está relacionado con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso, más que con el tipo de cambio.

Asimismo, el GRUPO CGE posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 70,3% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

RIESGO DE LIQUIDEZ Y ESTRUCTURA DE PASIVOS FINANCIEROS

La deuda financiera del GRUPO CGE se ha estructurado en un 84,4% a largo plazo, mediante bonos y créditos bancarios. Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, 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 participan el Grupo. Además 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 cuanto a la concentración de proveedores, el GRUPO CGE presenta tres proveedores que en forma individual alcanzan más del 10% del total de los costos de venta en el segmento de electricidad.

En el segmento de gas, existen tres proveedores que representan individualmente el 10% o más del total de los costos de venta del segmento. Respecto al segmento de servicios, el GRUPO CGE no presenta proveedores que de manera individual alcancen más del 10% del total de los costos de ventas.

RIESGO DE CRÉDITO DEUDORES COMERCIALES

En la actividad de distribución de electricidad, principal negocio del GRUPO CGE, el riesgo de crédito es históricamente muy bajo. El reducido plazo de cobro a los clientes y la relevancia que tiene el suministro de electricidad en el diario vivir, hace que éstos no acumulen montos significativos de deudas antes que pueda producirse la suspensión del suministro, conforme a las herramientas de cobranza definidas en la ley. Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos adeudados individualmente no son significativos en relación al total de ingresos operacionales.

En relación a la actividad de distribución de gas licuado y gas natural, el suministro de este combustible en el segmento residencial/comercial, es un servicio básico de consumo masivo y que concentra la mayor parte de la venta en términos de volumen. Para este tipo de clientes se contemplan dos modalidades de venta: al contado y a plazo, siendo la venta al contado mayoritaria y recaudada directamente por la empresa. Las empresas distribuidoras, a través de alianzas comerciales con emisores de tarjetas de crédito han acercado al público la

modalidad de venta a crédito. En consecuencia, para este segmento no existe un riesgo de crédito significativo. Cabe señalar, que la venta a plazo asociada a la distribución de gas por red, está regulada por el Reglamento de Servicios de Gas de Red, que faculta a las empresas distribuidoras a suspender el suministro de gas por falta de pago de las cuentas de consumo. Por otra parte, para los segmentos comercial e industrial, las empresas administran una cartera de clientes que evalúan en forma periódica mediante sistemas propios. El resultado de dicha evaluación crediticia, permite determinar los límites de riesgo de crédito para casos puntuales, o grupos de clientes con características similares.

El GRUPO CGE, al 31 de diciembre de 2014, no presenta clientes en el segmento de electricidad que a nivel individual registren ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios. En cuanto al segmento de gas, no existen clientes que representen individualmente el 10% o más de los ingresos ordinarios del segmento.

En el caso del segmento de servicios, al cierre del ejercicio 2014, se registra un cliente que representa en forma individual más del 10% de los ingresos consolidados de dicho segmento.



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:

	M\$
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora.	60.720.353
Pérdidas Acumuladas	-
UTILIDAD DISTRUIBLE	60.720.353

Dividendos

El Directorio ha acordado proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas a celebrarse en el mes de abril de 2015, el reparto de un dividendo definitivo de \$30 por acción, con cargo a la utilidad líquida distribuible del ejercicio 2014.

De ser aprobado por la Junta General de Accionistas el dividendo definitivo propuesto, los dividendos repartidos con cargo al ejercicio 2014 representarían un 82,4% de la utilidad líquida distribuible. Los montos correspondientes a dividendos provisorios y al dividendo definitivo se detallan más adelante en el cuadro de Distribución de Utilidades.

Los siguientes cuadros muestran los dividendos repartidos por acción en cada año calendario y la utilidad repartida con cargo al ejercicio respectivo.

Dividendos Pagados

Año	\$/ Acción Históricas	MM\$ Históricas
2010	148	58.522
2011	104	42.664
2012	40	16.668
2013	115	47.922
2014	120	50.005

Utilidad Repartida

Con cargo al ejercicio de cada año

Año	MM\$ Históricas	% Utilidad
2010	44.005	73,2%
2011	-	-
2012	29.170	33,3%
2013	39.587	48,6%
2014	50.005	82,4%

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir la "Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora", ascendente a M\$60.720.353, en la siguiente forma:

	M\$
A cubrir dividendo provisorio N° 374 del 26 de junio de 2014	12.501.311
A cubrir dividendo provisorio N° 375 del 30 de septiembre de 2014	12.501.311
A cubrir dividendo provisorio N° 376 del 26 de diciembre de 2014	12.501.311
A cubrir dividendo definitivo N° 377	12.501.311
Al pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros Art. 80, Ley N° 18.046	10.715.109
GANANCIA ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	60.720.353

Capital y Reservas

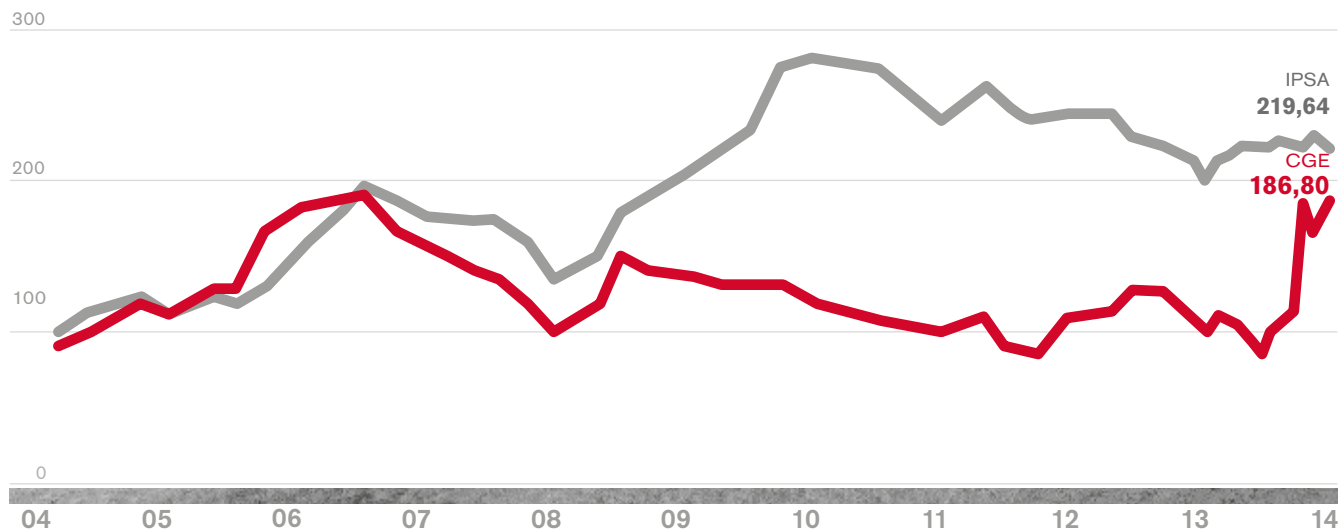
Al 31 de diciembre de 2014 la cantidad de acciones suscritas y pagadas de CGE asciende a 416.710.367 y el "Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora" alcanza a M\$1.341.281.754, lo que corresponde a un valor libro de \$3.219 por acción a igual fecha. El precio de cierre de la acción de CGE en la Bolsa de Comercio de Santiago al 31 de diciembre de 2014 fue de \$4.670, es decir, 1,45 veces el valor libro. Asimismo, la capitalización bursátil de CGE ascendió a \$1.946.037 millones, equivalente a US\$3.207 millones.

Aceptada por la Junta General Ordinaria de Accionistas, la distribución de la "Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora" que se propone, el capital y fondo de reserva de la compañía al 31 de diciembre de 2014, quedarían constituidos como sigue:

	M\$
Capital emitido	671.278.954
Ganancias acumuladas	183.998.313
Total reservas	473.503.176
PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE LA CONTROLADORA	1.328.780.443

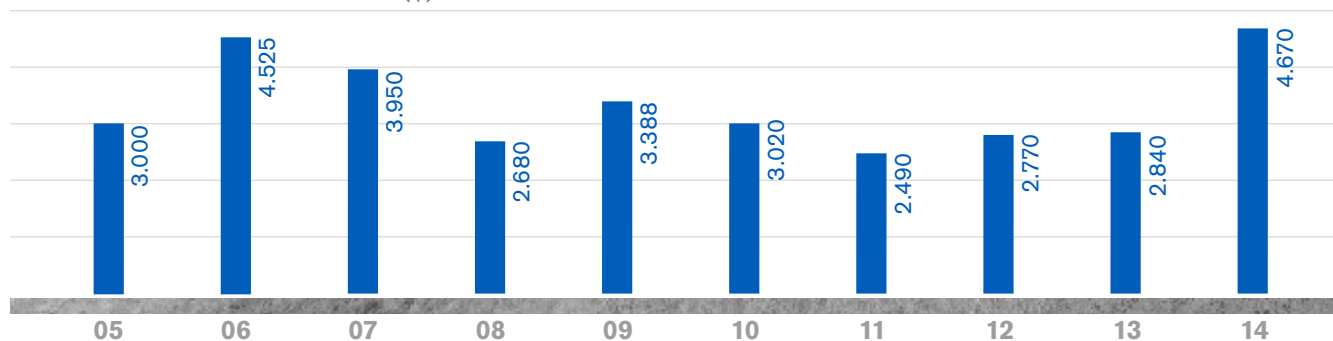
ACCIÓN CGE vs IPSA(*)

(Base 100 = 31-12-2004)



(*) Acción de CGE considera reinversión de dividendos

PRECIO CIERRE de acción CGE (\$)



Política de Dividendos

Para el ejercicio 2015, el Directorio tiene la intención de distribuir no menos del 30% de las Utilidades Líquidas del Ejercicio, mediante un dividendo provisorio, sin perjuicio del reparto de dividendos eventuales con cargo a utilidades acumuladas. Dicho dividendo se pagará, en lo posible, durante el mes de noviembre de 2015. Además se espera proponer un dividendo definitivo a la Junta Ordinaria de Accionistas a celebrarse en abril del año 2016.

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

RELACIONES COMERCIALES CON SUBSIDIARIAS O ASOCIADAS



continuación se describen en el siguiente cuadro las operaciones comerciales habidas con las subsidiarias o asociadas durante el ejercicio 2014:

R.U.T	Sociedad	Descripción de la relación comercial	Vigencia
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Asesorías prestadas	
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Asesorías prestadas	
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
91.143.000-2	Cía. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
91.143.000-2	Cía. Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Asesorías prestadas	
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Compra de materiales	
87.601.500-5	Emel Atacama S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Emel Norte S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Emel Norte S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.541.920-9	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.920-9	Empresa Eléctrica Antofagasta S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
88221200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesorías prestadas	

R.U.T	Sociedad	Descripción de la relación comercial	Vigencia
88221200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Arriendo de oficinas	Plazo fijo, renovable
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Arriendo estacionamientos	Plazo fijo, renovable
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Asesorías prestadas	
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
99.596.430-9	Novanet S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
99.596.430-9	Novanet S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
99.596.430-9	Novanet S.A.	Asesorías prestadas	
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Arriendo de equipos	Plazo fijo, renovable
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Asesorías recibidas	Plazo fijo, renovable
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
93.603.000-9	Soc. de Computación Binaria S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Asesorías prestadas	
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.893.200-9	Transemel S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
96.893.200-9	Transemel S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Asesorías prestadas	
96.719.210-4	Transnet S.A.	Servicios financieros, servicios legales, servicios de tesorería, servicios de registro de accionistas y servicios de auditoría y control interno	Plazo fijo, renovable
96.719.210-4	Transnet S.A.	Cuenta corriente mercantil	Plazo fijo, renovable

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

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 29 de enero de 2010.

ACTIVIDADES DEL COMITÉ DE DIRECTORES

omité de Directores

Habiéndose procedido a la renovación total del Directorio de CGE en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el día 18 de abril de 2012 y de acuerdo a lo indicado en el artículo 50 bis de la LSA y las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) a través del Oficio Circular N° 1.956 de fecha 22 de diciembre de 2009, en sesión ordinaria de Directorio N° 1.960 de fecha 27 de abril de 2012 y conforme a lo dispuesto por el inciso 9° del artículo 50 bis de la LSA, don Antonio Bascuñán Valdés, en su carácter de único director independiente según lo dispuesto por el inciso 3° del artículo 50 bis de la LSA, procedió a nombrar como integrantes del Comité de Directores a los señores Directores don Cristián Neuweiler Heinsen y a don Andrés Pérez Cruz.

En consecuencia, a contar del día 27 de abril de 2012, el Comité de Directores de la Sociedad quedó integrado por los Directores don Antonio Bascuñán Valdés, don Cristián Neuweiler Heinsen y don Andrés Pérez Cruz.

En sesión extraordinaria de Directorio de CGE celebrada con fecha 20 de noviembre de 2014 los Directores señores Cristian Neuweiler Heinsen y Andrés Pérez Cruz, ambos integrantes del Comité de Directores de la Sociedad, presentaron sus renuncias al cargo de Director de CGE, las cuales fueron aceptadas por el Directorio. Con motivo de dichas renuncias, en sesión extraordinaria de Directorio de la Sociedad, celebrada el mismo día 20 de noviembre de 2014, don Antonio Bascuñán Valdés, en su carácter de único director independiente, procedió a nombrar como integrantes del Comité de Directores de CGE a los señores Directores don Carlos J. Alvarez Fernández y a don Manuel García Cobaleda quienes aceptaron la designación y comprometieron sus esfuerzos para cumplir en la mejor forma el cometido que la ley les señala.

En consecuencia, a contar del día 20 de noviembre de 2014, el Comité de Directores de la Sociedad quedó integrado por los Directores don Antonio Bascuñán Valdés, don Carlos J. Alvarez Fernández y don Manuel García Cobaleda. Preside el Comité el Director don Antonio Bascuñán Valdés y como Secretario del Comité actúa el Gerente Corporativo Legal, señor Rafael Salas Cox.

Durante el ejercicio 2014 el Comité realizó 10 sesiones ordinarias, lo que le permitió cumplir la labor de análisis y examen de los antecedentes en



los temas de su competencia fijados por la ley, para su posterior información al Directorio.

Las actividades desarrolladas por el Comité de Directores durante el ejercicio comprendieron:

- a) El examen del balance y demás estados financieros de la Sociedad correspondientes al ejercicio comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2013, y de los informes de los auditores externos.
- b) La proposición al Directorio respecto de los auditores externos que fueron sugeridos en la Junta Ordinaria de Accionistas.
- c) El examen del Plan de Trabajo de los Auditores Externos para el Ejercicio 2014 y su evaluación posterior.
- d) La contratación de los Auditores Externos para la prestación de servicios que no forman parte de la auditoría.
- e) El examen de los siguientes estados financieros consolidados intermedios de la Sociedad:
- Los correspondientes al periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de marzo de 2014.
 - Los correspondientes al periodo comprendido entre el 1° de enero y el 30 de junio de 2014 y de los informes de los auditores externos.
 - Los correspondientes al periodo comprendido entre el 1° de enero y el 30 de septiembre de 2014.
- f) La proposición al Directorio de la contratación de los clasificadores privados de riesgo y la
- revisión de los contenidos, criterios y otros aspectos incluidos en la clasificación de riesgo de los valores emitidos por CGE y sus filiales efectuada por los clasificadores privados de riesgo Fitch Chile y Feller Rate.
- g) En materia de Control Interno el Comité trató la evaluación del trabajo realizado por la Auditoría Interna durante el ejercicio 2013; el examen del informe de control interno emitido por los auditores externos Ernst & Young conforme a las instrucciones establecidas por la Circular N° 980 de la Superintendencia de Valores y Seguros; la revisión del plan anual de auditoría y el mapa de riesgos relevantes, con énfasis en seguridad informática y riesgo operacional; el análisis de las actividades destinadas a la implementación del modelo de prevención de delitos contemplados en la ley 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas y el avance alcanzado en Auditoría Interna durante el año 2014.
- h) En materia de Control de Riesgos el Comité efectuó el análisis de los riesgos reputacionales y revisó los avances habidos en la implementación de un modelo integrado de gestión de riesgos reputacionales y la revisión de los avances del proyecto de formalización de procesos y riesgos de la Subgerencia Corporativa de Administración de Valores.
- i) El Comité analizó los distintos aspectos contenidos en el Proyecto de Ley de Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de renta.
- j) En las materias relacionadas con los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de gerentes y ejecutivos principales, el Comité trató los temas referidos al análisis de la política de remuneraciones variables para los ejecutivos principales del GRUPO CGE, sus definiciones y metas de rendimiento; el análisis del mercado objetivo de referencia; la evaluación y estructura de cargos y estructura de compensaciones, la matriz de desempeño e indicadores de gestión y los avances en la formulación del plan de sucesión de gerentes y ejecutivos principales y revisión de competencias.
- k) En materias referidas a la administración del Comité, éste aprobó el Informe Anual de su Gestión correspondiente al ejercicio 2013; propuso al Directorio someter a la aprobación de la Junta Ordinaria de Accionistas un presupuesto de gastos del Comité por el mínimo establecido en la ley, equivalente a la suma de las remuneraciones anuales de los miembros del Comité y aprobó el plan de trabajo en materias de su competencia para el período mayo 2014 a abril 2015.

Gastos del Comité de Directores

Durante el ejercicio no hubo gastos específicos del Comité de Directores de alguna relevancia.

DIRECTORIO



El Directorio de Compañía General de Electricidad S.A se compone de siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse. Los estatutos no consideran directores suplentes.

La identificación de los directores integrantes del Directorio durante los años 2013 y 2014, es la siguiente:

M\$ Históricos	Rut/N° Pasaporte	Profesión	Cargo	Fecha Nombramiento/ Cesación
Rafael Villaseca Marco	AAC873523	Licenciado en Ingeniería Industrial	Presidente	20-11-2014 / -
Antonio Basolas Tena	AAH446079	Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales	Vicepresidente	20-11-2014 / -
Manuel García Cobaleda	AAE767113	Licenciado en Derecho	Director	20-11-2014 / -
Carlos J. Alvarez Fernández	AD571155	Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales	Director	20-11-2014 / -
José Antonio Bascuñán Valdés	2.069.899-3	Abogado	Director	18-04-2012 / -
Jorge Eduardo Marín Correa	7.639.707-4	Administrador de empresas	Presidente	18-04-2012 / 20-11-2014
José Luis Hornauer Herrmann	5.771.955-9	Empresario	Vicepresidente	18-04-2012 / 20-11-2014
Francisco Javier Marín Estévez	2.773.387-5	Ingeniero Agrónomo	Director	18-04-2012 / 20-11-2014
Francisco Javier Marín Jordán	8.351.571-6	Ingeniero Civil en Obras Civiles	Director	18-04-2012 / 20-11-2014
Cristián Eugenio Neuweiler Heinsen	6.562.488-5	Ingeniero Electricista	Director	18-04-2012 / 20-11-2014
Andrés Pérez Cruz	7.561.860-3	Ingeniero Agrónomo	Director	18-04-2012 / 20-11-2014

En sesiones extraordinarias sucesivas, celebradas el 20 de noviembre de 2014, presentaron su renuncia al cargo de Director los señores Jorge Eduardo Marín Correa, José Luis Hornauer Herrmann, Francisco Marín Estévez, Francisco Marín Jordán, Cristian Neuweiler Heinsen y Andrés Pérez Cruz, designándose en las mismas reuniones directores reemplazantes a los señores Rafael Villaseca Marco, Antonio Basolas Tena, Carlos J. Alvarez Fernández y Manuel García Cobaleda, quienes aceptaron expresamente su designación.

El Directorio acordó no efectuar el nombramiento de reemplazantes de los señores Jorge Eduardo Marín Correa y José Luis Hornauer Herrmann, en consideración a que la vacancia de estos cargos no afecta el quorum para sesionar, así como el hecho de que en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas se deberá proceder a la renovación total del Directorio, conforme a lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley N°18.046.

Remuneraciones y Gastos del Directorio

De conformidad a lo establecido en los estatutos y en la ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es determinada anualmente por la Junta General Ordinaria de Accionistas de CGE.

Las remuneraciones percibidas por los Directores de CGE en los ejercicios 2013 y 2014 son las siguientes:

M\$ Históricos	Cargo	Dieta Asistencia Directorio		Participación Utilidades		Comité de Directores	
		2014	2013	2014	2013	2014	2013
Rafael Villaseca Marco	Presidente	5.887	-	-	-	-	-
Antonio Basolas Tena	Vicepresidente	2.943	-	-	-	-	-
Carlos J. Alvarez Fernández	Director	2.943	-	-	-	492	-
Manuel García Cobaleda	Director	2.943	-	-	-	492	-
José Antonio Bascuñán Valdés	Director	20.164	17.943	203.529	153.688	4.784	4.594
Jorge Eduardo Marín Correa	Ex - Director	31.585	35.883	305.292	328.306	-	-
José Luis Hornauer Herrmann	Ex - Director	17.220	16.546	152.646	180.449	-	-
Francisco Javier Marín Estévez	Ex - Director	17.220	17.943	152.646	164.153	-	-
Francisco Javier Marín Jordán	Ex - Director	17.220	17.943	152.646	164.153	-	-
Cristián Neuweiler Heinsen	Ex - Director	15.789	17.943	203.529	202.575	3.819	4.594
Andrés Pérez Cruz	Ex - Director	17.220	17.943	203.529	153.688	4.293	4.135
Pablo José Pérez Cruz	Ex - Director	-	-	-	65.183	-	-
Juan Antonio Guzmán Molinari	Ex - Director	-	-	-	65.183	-	-

Los señores Directores de CGE percibieron durante el ejercicio 2014 las siguientes remuneraciones en su calidad de Directores de filiales que se señalan a continuación, expresadas en miles de pesos:

- En Gasco S.A.: El Presidente Sr. Carlos Alvarez F. M\$4.415, el Vicepresidente Sr. Antonio Basolas T. M\$2.207 y el Director Sr. Manuel García Cobaleda M\$2.207.
- En Metrogas S.A.: El Presidente Sr. Antonio Basolas T. M\$3.940 y el Director Sr. Manuel García Cobaleda M\$1.970.

Durante el ejercicio 2014 el Directorio de la sociedad no contrató servicios con la firma auditora a cargo de la auditoría de los estados financieros, ni con ninguna otra entidad.

Remuneraciones percibidas por Ejecutivos Principales

Las remuneraciones totales percibidas por los Gerentes y Ejecutivos Principales de CGE durante el ejercicio 2014 ascendieron a \$5.049 millones, de los cuales \$2.597 millones

correspondieron a remuneración fija y \$2.452 millones a remuneración variable, la que incluye principalmente los bonos de gestión aprobados por el Directorio en sesión N°1.983 del 28 de marzo de 2014. Estos bonos son otorgados de acuerdo a una evaluación de desempeño. Asimismo, en el año 2013 las remuneraciones percibidas por los gerentes y ejecutivo principales de CGE ascendieron a \$3.397 millones.

La sociedad no cuenta con planes de compensación o beneficios especiales dirigidos a sus ejecutivos principales.

HECHOS RELEVANTES O ESENCIALES

Los hechos relevantes y esenciales comunicados a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y a las Bolsas aparecen detallados en los Estados Financieros. A continuación se entrega una información resumida de los mismos, complementando lo indicado en otras secciones de la presente Memoria:

- Con fecha 31 de marzo de 2014 CGE informó que el Directorio, en sesión realizada el día 28 de marzo de 2014, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas a realizarse el día 16 de abril de 2014, el reparto del dividendo definitivo N° 373 de \$30 por acción, que se propuso pagar el día 28 de abril de 2014, con cargo a las utilidades del ejercicio 2013.
- Con fecha 6 de octubre de 2014, la Sociedad informó que los accionistas mayoritarios de la Sociedad, los Grupos Familia Marin, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz recibieron ofertas no vinculantes, para la adquisición de la totalidad de sus acciones en la Sociedad, que contemplaría la formulación de una oferta pública que se dirigiría en términos igualitarios a todos los accionistas de CGE para la adquisición de la totalidad de las acciones emitidas, con un

mínimo de la mayoría absoluta de las acciones y el control de CGE.

Para facilitar la formulación de la referida oferta pública que tuviese el carácter de vinculante y que contuviese un precio a firme, el Directorio aprobó dar acceso a información interna de la Sociedad, con el objeto que se realice un proceso de revisión de dicha información, denominado “due diligence”. Se indicó que dicho proceso no se encontraba terminado y suponía, con la adopción de los resguardos del caso, el acceso a información de los negocios de la Sociedad y sus antecedentes operacionales, económicos, financieros, contables y legales.

Agregó que hasta dicha fecha no se había recibido una oferta vinculante que contuviese un precio, que dependería de su aceptación por los destinatarios de la oferta y del resultado del due diligence antes referido, ni se habían negociado aun los términos y condiciones específicas de una eventual adquisición de las acciones de CGE.

Finalmente se indicó que de formularse una oferta pública de adquisición de la totalidad de las acciones de CGE, podría perfeccionarse un



cambio de control de la Sociedad, en la medida que dicha oferta sea declarada exitosa por quien la formule, en conformidad a las normas legales aplicables.

- Con fecha 11 de octubre de 2014, CGE comunicó que en sesión extraordinaria de Directorio de la Sociedad celebrada en la misma fecha, el Directorio tomó conocimiento que con esa fecha los accionistas mayoritarios de la Sociedad, los Grupos Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz (los "Vendedores") suscribieron con Gas Natural SDG, S.A. (el "Comprador") un contrato denominado "Contrato Promesa de Compraventa" (el "Contrato"), en virtud del cual se comprometieron a vender al Comprador la totalidad de sus acciones en la Sociedad, que representaban aproximadamente el 54,19% de las acciones suscritas y pagadas de la Sociedad.

Se informó que los principales términos del Contrato fueron los siguientes:

1. El Comprador se obligó, sujeto al cumplimiento de las condiciones suspensivas establecidas en el mismo, a formular, ya sea directamente o a través de una filial chilena, una oferta pública de adquisición de acciones que se dirigiría en las mismas condiciones a todos los accionistas de CGE para la adquisición del 100% de las acciones emitidas por la Sociedad, con un mínimo del 51% de las acciones de CGE (la "OPA").
2. Sujeto al cumplimiento de las condiciones de éxito de la OPA, el Comprador se obligó a comprar a los Vendedores, quienes se obligaron irrevocablemente a vender en la OPA, la totalidad de su participación accionaria en la Sociedad que representaba aproximadamente un 54,19% de las acciones emitidas por ésta.
3. Las referidas condiciones, así como las condiciones de éxito de la OPA, eran las habituales para este tipo de operaciones y fueron establecidas en beneficio del Comprador, quien podía renunciar a ellas a su arbitrio.
4. El precio de compra de las acciones que se ofrecería en la OPA era de \$4.700 por acción, que se pagaría en dinero al contado, en el tiempo y la forma establecidos en el Contrato.

5. El Comprador se obligó a lanzar la OPA una vez que estuviesen cumplidas las condiciones suspensivas referidas y a más tardar dentro de 10 días contados desde el 11 de octubre de 2014.

- Con fecha 3 de noviembre de 2014, la Sociedad informó que los directorios de las filiales EMPRESA ELÉCTRICA DE MELIPILLA, COLCHAGUA Y MAULE S.A., en adelante EMELECTRIC, y de EMPRESA ELÉCTRICA DE TALCA S.A., en adelante EMETAL, consignaron en dicha fecha en escrituras públicas separadas, otorgadas en la Notaría de Santiago de don Juan Ricardo San Martín Urrejola, la disolución de ambas sociedades por la causal contemplada en el numeral 2) del artículo 103 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas, a contar del 1 de noviembre de 2014, confundiéndose sus respectivos patrimonios en el de la filial CGE DISTRIBUCIÓN S.A.

Se indicó que la disolución de dichas filiales y la confusión de sus patrimonios en el de CGE DISTRIBUCIÓN S.A., se enmarcó dentro del proceso de reorganización societaria del grupo de empresas Emel, cuyo plan fue aprobado por Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) y comunicado como hecho esencial con fecha 30 de agosto de 2010 y cuyo propósito es simplificar la estructura de propiedad de las empresas eléctricas del GRUPO CGE y organizar sus activos de acuerdo a la situación geográfica y de negocios.

La referida confusión de patrimonios generó en el ejercicio una utilidad financiera en la filial CGE DISTRIBUCIÓN S.A. ascendente a MM\$ 28.000 aproximadamente, por la creación de un activo por impuestos diferidos, que surgió de la asignación a los correspondientes activos, del goodwill originado por la diferencia entre el capital propio tributario de EMELECTRIC y EMETAL, versus la inversión tributaria que mantenía CGE DISTRIBUCIÓN S.A. en dichas sociedades. Por lo anterior, y en razón de su participación accionaria en dicha filial, CGE reconoció un efecto de mayor resultado en el ejercicio ascendente a aproximadamente MM\$ 28.000.

- Con fecha 14 de noviembre de 2014, CGE comunicó que con fecha 11 de octubre de 2014 la sociedad Gas Natural Fenosa Chile

SpA (el "Oferente") publicó el aviso de inicio de una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA"), por hasta el 100% de las acciones emitidas y en circulación de Compañía General de Electricidad S.A. ("CGE"), esto es, la cantidad de 416.710.367 acciones, en el precio de \$4.700 por acción. El referido aviso fue publicado en los diarios El Mostrador y La Nación Online, siendo rectificado por avisos de fechas 24 de octubre, en los mismos diarios antes indicados.

Agregó que con fecha 14 de noviembre de 2014, el Oferente publicó en los diarios El Mostrador y La Nación Online, un aviso declarando exitosa la OPA e informando, entre otras materias, que conforme a lo dispuesto en el Artículo 212 de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N° 104 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Oferente adquiriría 402.122.728 acciones de CGE, que representan un 96,50% del capital accionario emitido, suscrito y pagado de CGE.

Como consecuencia de lo antes señalado, el Oferente adquirió en dicha fecha 402.122.728 acciones, representativas del 96,50% del capital accionario de CGE.

- Con fecha 20 de noviembre de 2014, la Sociedad informó que en sesiones extraordinarias sucesivas del Directorio de CGE celebradas en dicha, se trataron y adoptaron, entre otras, las siguientes materias y acuerdos:

1. Los directores señores Francisco Marín Jordán, Cristian Neuweiler Heinsen Francisco Marín Estévez y Andrés Pérez Cruz, presentaron sus renuncias al cargo de director, las cuales fueron aceptadas por el Directorio, designando como directores en su reemplazo a los señores Rafael Villaseca Marco, Antonio Basolas Tena, Carlos J. Alvarez Fernández y Manuel García Cobaleda, respectivamente, quienes aceptaron la designación en la misma sesión.
2. Los directores señores José Luis Hornauer Herrmann y Jorge Eduardo Marín Correa presentaron su renuncia al cargo de director, la cual fue aceptada por el Directorio, acordando no efectuar el nombramiento de sus reemplazantes en consideración a que la vacancia de estos cargos no afecta el quórum

para sesionar del Directorio, así como el hecho de que en la próxima junta ordinaria de la Sociedad deberá procederse a la renovación total del Directorio conforme a lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

3. Se designó como Presidente del Directorio y de la Sociedad al director señor Rafael Villaseca Marco y como Vicepresidente al director señor Antonio Basolas Tena.
4. Atendido lo indicado precedentemente, el Directorio de CGE quedó integrado por las siguientes personas:
 - Rafael Villaseca Marco / Presidente
 - Antonio Basolas Tena / Vicepresidente
 - Carlos J. Alvarez Fernández / Director
 - Manuel García Cobaleda / Director
 - Antonio Bascuñán Valdés / Director
5. El Director independiente, señor Antonio Bascuñán Valdés designó como miembros integrantes del Comité de Directores, en reemplazo de los directores renunciados Cristián Neuweiler Heinsen y Andrés Pérez

Cruz, a los directores, señores Carlos J. Alvarez Fernández y Manuel García Cobaleda.

Dado lo expresado, se comunicó que el Comité de Directores de CGE quedó integrado por las siguientes personas:

- Antonio Bascuñán Valdés (Independiente)
 - Carlos J. Alvarez Fernández
 - Manuel García Cobaleda
- Con fecha 4 de diciembre de 2014, CGE informó que el día 3 de diciembre de 2014 don Eduardo Morandé Montt, en el marco de los acuerdos existentes, presentó su renuncia voluntaria al cargo de Gerente General de Compañía General de Electricidad S.A.

Se indicó que en Sesión Ordinaria de Directorio N°1.992 celebrada el 3 de diciembre de 2014, se acordó por unanimidad aceptar dicha renuncia, la que se hará efectiva a contar del día 31 de mayo de 2015.

Asimismo se señaló que velando por el correcto desempeño de las operaciones de CGE, el Directorio junto a don Eduardo Morandé Montt

acordaron que dicha renuncia se haga efectiva a contar de la fecha señalada, fecha hasta la cual seguirá ejerciendo sus funciones ejecutivas y directivas. Asimismo en dicho periodo se consideraría la colaboración de don Eduardo Morandé Montt en un nuevo marco contractual a partir de aquella fecha.

- Con fecha 4 de diciembre de 2014, la Sociedad comunicó que en dicha fecha, Gas Natural Fenosa Chile SpA (el "Oferente") comunicó a CGE, que otorgó un mandato de compra a Banchile Corredores de Bolsa S.A. para la adquisición de hasta 12.501.310 (doce millones quinientas un mil trescientas diez) acciones de CGE, equivalentes al 2,99% de las acciones emitidas por esta última.

El Oferente informó que el poder comprador antes referido se mantendrá vigente hasta el día 4 de marzo de 2015.

Indicó que el precio a pagar por el Oferente sería de \$4.700 por acción hasta el día 17 de diciembre de 2014. A contar del día 18 de diciembre de 2014 y hasta el día 4 de marzo de 2015, el precio a pagar por acción sería la suma de \$4.670.

CLASIFICACIÓN DE RIESGO CGE Y AUDITORES EXTERNOS

Clasificación de Riesgo

El siguiente cuadro muestra las clasificaciones de riesgo de CGE al cierre del ejercicio 2014. Durante el año 2014, CGE obtuvo upgrade de su clasificación de riesgo por parte de Feller – Rate y Fitch Ratings.

	Clasificación Nacional	Acciones	Bonos
Feller-Rate		1ª clase Nivel 2	AA
Fitch Ratings		1ª clase Nivel 2	AA-

Auditores Independientes

Los Estados Financieros de CGE correspondientes al ejercicio 2014 han sido auditados por la firma Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría y Asesorías Limitada, designada para tal objeto por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 16 de abril de 2014.

Comentarios y Proposiciones de Accionistas y del Comité de Directores

Los accionistas y el Comité de Directores no formularon comentarios y /o proposiciones relativos a la marcha de los negocios sociales, de acuerdo y para los efectos de lo prescrito en el inciso 3° del artículo 74° de la Ley 18.046.

INNOVACIÓN, INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO

El GRUPO CGE como parte de su cultura corporativa impulsa el desarrollo de iniciativas bajo los términos de Innovación, Investigación y Desarrollo. Con esto, busca potenciar el trabajo de equipos multidisciplinarios para el cumplimiento de objetivos que apoyen la eficiencia operacional y den como resultado una mejor calidad de servicio.

En la búsqueda de fortalecer las competencias de los colaboradores e impulsar nuevos proyectos, se desarrolló la Tercera Versión del Concurso **“Sigue la corriente, muévete por los clientes y la eficiencia operacional”**. Este concurso tiene como objetivo instalar el concepto de innovación como un hábito organizacional que ayude al traspaso de conocimientos. El concurso crea una instancia que reconoce y materializa dichos esfuerzos. Durante el año 2014 el concurso se centró en dos focos: calidad de servicio al cliente y eficiencia operacional.

Para esta versión desarrollada desde mayo a septiembre de 2014, se recibieron un total de 314 iniciativas entre las sociedades pertenecientes al Grupo, de las cuales 72 ideas provienen de EMEL NORTE, sociedad premiada como “La Subsidiaria más Innovadora” del año. Este año las 10 ideas finalistas fueron seleccionadas por un panel de expertos, formado por más de 30 colaboradores de diferentes áreas y sociedades. Luego de esta etapa, las tres ideas ganadoras fueron elegidas por el comité evaluador, formado por los Gerentes Corporativos de CGE S.A.

La idea ganadora perteneció a TECNET, con el proyecto “Aplicación informática en SAP para registrar anomalías en redes de distribución y empalmes”.

TRANSNET

Durante el 2014, TRANSNET participó por primera vez en el Concurso de Innovación del GRUPO CGE.



De las 22 iniciativas presentadas por TRANSNET, destaca la idea que obtuvo el segundo lugar del concurso, **“Utilización de Drones en las tareas de inspección y termografía de líneas”**, que busca reducir los costos asociados a las tareas de mantenimiento y de inspección visual de las líneas a través del uso de estos vehículos aéreos.

Para la implementación de esta idea, TRANSNET adquirió 8 Drones (uno para cada zona de la empresa) y ha gestionado las capacitaciones necesarias a profesionales del área de operaciones.

CONAFE

CONAFE obtuvo el tercer lugar de la versión 2014 del concurso “Sigue la corriente, muévete por los clientes y la eficiencia operacional” con el proyecto **“Atención Chat On line”**. El proyecto consiste en implementar un equipo de ejecutivos de atención on line que permita a los clientes registrados en la oficina comercial virtual acceder a una atención en línea, sin la necesidad de acudir a una oficina comercial, ya que podrán optar por este servicio a través de la página web. Este proyecto tiene como objetivo reducir en 10% las atenciones de plataforma comercial y resolver un 80% de las atenciones realizadas vía on line.

EMEL NORTE

Como se comentó anteriormente, EMEL NORTE fue premiada como la sociedad más innovadora del GRUPO CGE, al presentar 72 iniciativas durante el año 2014. Dentro de éstas, destacaron las siguientes iniciativas: “Plataforma de Mantenimiento de Sistemas Eléctricos Mineros”, “Estandarización Planilla Inspección Pedestre Aéreo y Subterráneo MT/BT”, “Confección de equipamiento para la medición de contacto auxiliar en interruptores de poder” y “Reemplazo de Grapa de Retención con alambón Acero Inoxidable”, entre otros.

TECNET

En un año en que el foco de calidad de servicio ha tenido especial énfasis, TECNET participó en el concurso de Innovación 2014 del GRUPO CGE, logrando el primer lugar con el proyecto **“Aplicación informática en SAP para registrar anomalías en redes de distribución y empalmes”**, el que consiste en implementar un sitio o plataforma computacional sencilla

donde cualquier funcionario del GRUPO CGE pueda informar desde su oficina o directamente desde terreno las irregularidades detectadas en las redes de distribución y empalmes, a través de tablet, smartphone, u otro. Posteriormente, todo el proceso de seguimiento, control y cierre de las anomalías informadas será realizado a través del sistema de avisos sistémicos en la plataforma SAP. Con esta iniciativa se logra principalmente facilitar el reporte y análisis de las irregularidades detectadas por personal de la compañía asegurando su resolución; disminuir las horas hombre involucradas en el tratamiento de la información y dar mayor valor a la información aportada por los colaboradores, con el objetivo de mejorar la calidad de servicio entregada a los clientes.

Siguiendo este foco, se llevó a cabo la iniciativa **“Medición Avanzada SAT v3.0, Módulo de Alarmas”** con el objeto de detectar de manera oportuna posibles fallas de los medidores trifásicos actualmente tele medidos por TECNET. Es así como, cuando ocurre un evento en el medidor o su entorno eléctrico, el módulo permite al medidor afectado dar aviso de dicho suceso a través de una alarma a la plataforma SAT (Servicio de Administración de Telemedida), permitiendo así que se tomen las acciones correctivas de forma inmediata para evitar situaciones que afecten el normal registro de los consumos de energía y la correcta facturación.

Adicionalmente, se implementó el proyecto de telemedida denominado **“Lectura simplificada”**, con el objeto de resolver dificultades de las empresas distribuidoras con el proceso de toma de lectura de empalmes trifásicos de bajo consumo y que, por su naturaleza, son de difícil acceso para el personal. De esta manera, TECNET entrega a través del portal SAT un servicio diferenciado que satisface la necesidad del cliente respecto a asegurar el dato para la lectura y posterior facturación de sus consumos.

En otro ámbito y en la búsqueda de resolver los problemas de ubicación de los clientes cuando se requiere realizar auditoría en terreno a sus equipos de medida, se puso en marcha la iniciativa denominada **“Aplicación Móvil para Georeferenciación de Instalaciones”**. Esta consiste en un sitio web que permite relacionar en terreno, vía smartphone, las coordenadas de las instalaciones del cliente y así georeferenciar

el servicio, permitiendo poblar progresivamente una base de datos que tendrá como resultado un mapa de todas las instalaciones donde se ejecutan los servicios que van siendo solicitados por la distribuidora de energía eléctrica. Esta importante iniciativa trae consigo como principales beneficios la fácil identificación de los clientes en futuras visitas, mejorando considerablemente la productividad y tiempo de atención, y una importante mejora en la coordinación y planificación de los trabajos, consiguiendo una mejor calidad de servicio.

Finalmente, se perfecciona la plataforma computacional denominada **“Sistema de Gestión Técnica de Información (S3)”**, lo que permite contar con una completa base de datos de las auditorías trifásicas a equipos de medida realizadas por TECNET en terreno, así como además posibilita el ingreso de toda la información relevante relacionada con el servicio efectuado. Esto, sumado al acceso otorgado a la empresa distribuidora para que capture información directamente de dicha plataforma, permite disminuir ostensiblemente el plazo de disponibilidad de los antecedentes del servicio y por ende los tiempos de respuesta de TECNET, logrando mayor eficiencia en el proceso de facturación de los consumos.

CGE DISTRIBUCIÓN

CGE DISTRIBUCIÓN desarrolló la aplicación de una moderna tecnología denominada **“Esquema de transferencia automática de carga en redes de media tensión”**, que ante una falla en alguna línea que atiende a un sector de mayor concentración de clientes, ésta es desenergizada, y los consumos se transfieren en forma automática a una línea de alimentación de respaldo.

De este modo, una falla cuya reparación puede tardar algunas horas, no es percibida por los clientes salvo una pequeña perturbación de algunos segundos de duración mientras el esquema realiza la operación de transferencia. Esta tecnología se basa en la actuación coordinada de equipos reconectores de última generación, comandados por modernas unidades de control digital.

Este avance ha beneficiado a los habitantes de la localidad de Pichilemu en la VI Región, que han visto un claro mejoramiento en los niveles de calidad del servicio que entrega la compañía.

Con el objetivo de mitigar el riesgo para los colaboradores y a la vez normalizar la operación del proceso de control de morosos en las zonas vulnerables atendidas por CGE DISTRIBUCIÓN, durante el 2014 se **instalaron 11.000 equipos de telecorte** en la zona sur de la Región Metropolitana que permitirán efectuar el corte a distancia y también su reposición después del pago.

EDELMAG

En el ámbito de la Investigación y Desarrollo, el foco de EDELMAG estuvo en el **estudio de diversificación de la matriz energética de la región** y en ampliar la cobertura actual de la empresa en Magallanes.

En este contexto, se inició un estudio técnico y económico para el desarrollo de un **proyecto de generación eólica para el sistema de Punta Arenas**, donde se evaluaron distintas opciones de terrenos disponibles para la instalación de un parque eólico superior a 13 MW. De esta forma culminó el año con el inicio de una campaña de medición del recurso eólico (a 12 meses plazo) con la instalación de dos torres de prospección de 80 metros de altura.

METROGAS

Durante el 2014 METROGAS **implementó el Sistema de Gestión de Innovación** desarrollado el 2013, en colaboración con CORFO y el Centro de Innovación, Emprendimiento y Tecnología de la Universidad Adolfo Ibáñez. Durante este año se presentaron 14 proyectos al Directorio de Innovación, de los cuales 3 están en fase de implementación, 2 en piloto y 9 en diseño de la solución.

Dentro de los tres proyectos implementados durante el 2014 del programa de innovación se encuentra el **“Calefactor tipo leña a gas natural”**. Este proyecto consiste en el desarrollo de un nuevo calefactor ambiental de gas natural con leños cerámicos, que contribuye a cuidar la salud de las personas y el medio ambiente, manteniendo la calidez de un calefactor a leña. Este calefactor, desarrollado en alianza con Ursus Trotter, ya se lanzó al mercado en agosto de este año.

Por otro lado, como iniciativa para ampliar las opciones de su cartera de productos y servicios, se desarrolló la **segunda versión de las “Metrobolsas”**, sistema que permitió comprar anticipadamente paquetes de metros cúbicos de gas natural y ahorrar en los gastos de calefacción durante los meses de invierno.

Adicionalmente, durante el invierno del 2014 se lanzó **una segunda campaña, “Ahorro en Invierno”**, abierta a toda la cartera de clientes de METROGAS, la cual apuntaba a estimular el uso del gas natural como fuente de calefacción.

Se implementó una nueva plataforma de desarrollo de concursos de innovación y recepción de ideas, el cual se denomina **“Savia Innova”**. Esta plataforma facilita la interacción entre todos los colaboradores de METROGAS para el desarrollo de idea de innovación, además de servir como biblioteca de conocimientos.

Durante el 2014 se recibieron 405 ideas a través de 3 concursos de innovación y el buzón abierto de ideas.

La sociedad fue reconocida por tercer año consecutivo dentro de las empresas más innovadoras por el ESE Business School de la Universidad de Los Andes, recibiendo el premio especial Avance Destacado.

Se continuó avanzando en iniciativas para ampliar las fuentes de suministro, específicamente para la **obtención de biometano de la planta de tratamiento de aguas “La Farfana”**. En esta etapa del proyecto, la cual se encuentra en fase de construcción, se considera la inversión en una planta de metanización y sistemas de conexión a la red de gas natural, estimada en US\$ 10 millones. El biometano producido será utilizado como combustible vehicular y se espera que entre en operación en el primer trimestre del 2015.

Finalmente, se continuó desarrollando con éxito la distribución de gas natural industrial a través del segmento GNL Móvil. Al cierre del año, son 12 las plantas que se encuentran funcionando, ubicadas desde la Región Metropolitana hasta la X Región. Adicionalmente, durante el 2014 se terminaron los trabajos para aumentar la capacidad de carga en el patio de camiones en GNL QUINTERO. Esta nueva inversión permitió duplicar la capacidad actual.

GASCO GLP

En materia de Innovación, el 2014 fue un año muy fructífero para GASCO GLP. La cultura interna de mejoramiento continuo que promueve la iniciativa **“Innova+”** no sólo se consolidó, sino que además extendió su alcance al Norte Grande, zona en donde se realizó un encuentro ampliado de colaboradores cuyo foco fue generar ideas creativas para que la compañía pueda acelerar su crecimiento, aprovechando el auge de la minería. Producto de este encuentro, actualmente hay nuevos equipos interdisciplinarios de trabajadores desarrollando proyectos cuyo alcance y resultados se conocerán durante 2015.

Con el propósito de entregar un servicio de excelencia a los clientes y socios comerciales, GASCO GLP desarrolló e implementó durante 2014 diversas plataformas digitales y móviles, que facilitan tanto el acceso al gas como servicio básico (compra), como también algunas extensiones del negocio, tales como la venta de artefactos, las instalaciones, y el servicio de post venta. Entre otras plataformas destacan la **tienda virtual, sucursal en línea, la web de GASCO GLP para clientes inmobiliarios y la sucursal virtual** para la red de distribuidores, que han sido muy valoradas por los usuarios, lo que quedó demostrado por el aumento de los pedidos en línea y de los pedidos de distribuidores en la sucursal virtual.

Estas y otras iniciativas influyeron en que nuevamente la compañía fuera reconocida en el Ranking Most Innovative Companies Chile 2014, donde obtuvo el 1er lugar en la categoría empresas de energía y distribución de combustibles.

GASMAR

GASMAR orientó todos sus recursos a **finalizar la construcción del nuevo estanque refrigerado (TK5)** de 60.000 m³ de capacidad de almacenamiento en su terminal en Quintero. En el mes de noviembre del 2014 se realizó exitosamente la puesta en marcha del TK5, proyecto que permite mejorar la capacidad logística de GASMAR, para así entregar un mejor servicio a sus clientes. Con este proyecto, la capacidad total de almacenamiento de GLP de GASMAR alcanza los 145.000 m³.

AUTOGASCO

Durante el año 2014 se fortaleció la alianza comercial que desarrolla desde 2013 con Petrobras, abriendo 2 nuevos puntos de suministro de GNV y 11 nuevos puntos de GLP vehicular. Al cierre del 2014, AUTOGASCO está presente en un total de 8 estaciones de GNV (de las cuales son 4 duales GNV/GLP) y 51 estaciones de GLP vehicular en Chile.

Por otra parte, AUTOGASCO continuó impulsando la incorporación de nuevas marcas y modelos de vehículos a gas al mercado nacional. Entre ellos destaca la introducción conjunta con Mercedes Benz y METROGAS del modelo Sprinter a GNV, vehículo desarrollado por Mercedes para el segmento de flotas comerciales. También, el Centro de Experiencia de AUTOGASCO desarrolló exitosamente 16 nuevas certificaciones de modelos para el segmento de taxis y 9 nuevas certificaciones de modelos para vehículos comerciales.

En materia de innovación para actuales usuarios del gas vehicular, AUTOGASCO desarrolló soluciones técnicas que permiten prolongar la vida útil de las válvulas del motor operando con gas, y una garantía del motor convertido en conjunto con la empresa Mapfre, entregando así la confianza del producto a los clientes AUTOGASCO.



PERSONAS

En el año 2014, las áreas que componen la Subgerencia Corporativa de Personas continuaron contribuyendo para los tres ejes estratégicos definidos por la Gerencia General: Eficiencia Operacional, Trabajo en Equipo y Calidad de Servicio.

En el ámbito de la Eficiencia Operacional y su relación con las personas, el foco estuvo en reorganizaciones orientadas a la optimización de la estructura.

En línea con el Trabajo en Equipo, se impulsó la implementación del modelo de Gestión de Cambio, en proyectos como Fusión de CGE DISTRIBUCIÓN con EMELECTRIC y EMETAL, y CONAFE con ENELSA, minimizando el impacto del cambio en las personas, a través de 12.200 horas de capacitación y 458 personas capacitadas, lográndose una operación sin contratiempos de cara al cliente.

En Calidad de Servicio, se realizaron acciones orientadas al bienestar de los colaboradores, que se materializaron a través del programa de vida saludable, prevención de adicciones, asistencia familiar y equilibrio Familia – Trabajo.

Se realizaron intervenciones estratégicas para reforzar los equipos de trabajo a nivel gerencial en distintas empresas del grupo. Paralelamente, se implementaron planes de acción en torno a los focos a trabajar detectados en los resultados de la Encuesta de Clima Laboral y Medición de Evaluación 360°.

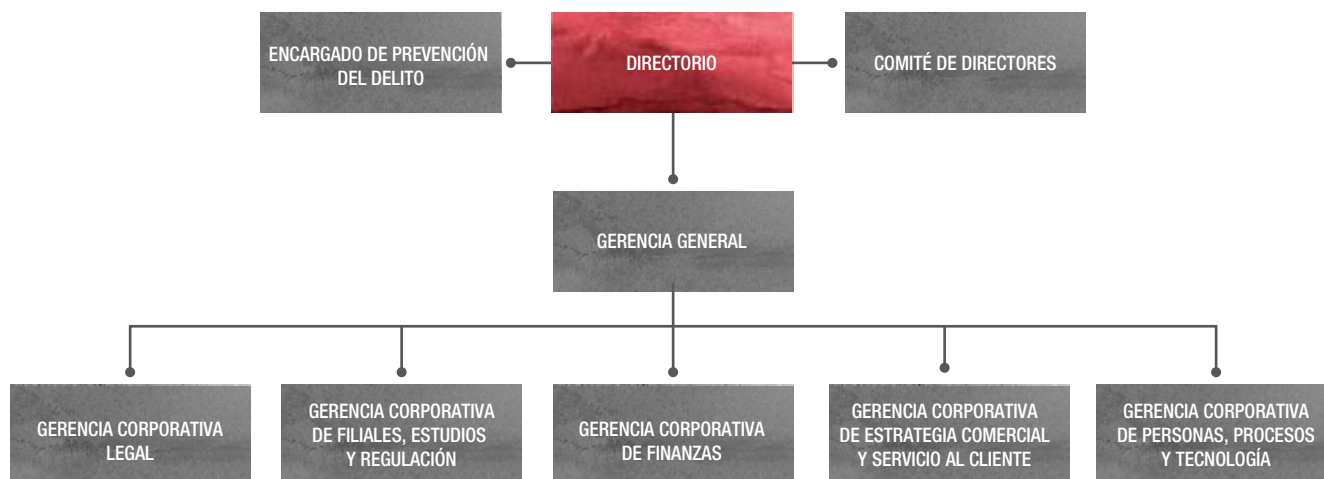
Se inició el proyecto de Desarrollo de Competencias para CGE y empresas filiales, con el objetivo de identificar los cargos críticos para asegurar el desarrollo del capital humano, dándose inicio además al proyecto de Diagnóstico de Cultura.



Al 31 de diciembre de 2014, CGE estaba integrado por 150 trabajadores en la matriz y 7.957 a nivel consolidado, de los cuales 1.178 pertenecen a subsidiarias en el extranjero.

	Matriz	Consolidado
Gerentes y ejecutivos	18	251
Profesionales y técnicos	111	4.784
Trabajadores	21	2.922
TOTAL	150	7.957

El equipo gerencial del GRUPO CGE lo componen a nivel matriz un gerente general y cinco gerentes corporativos de área, organizados como muestra el siguiente esquema:



El Encargado de Prevención del Delito es un cargo creado por la Ley N° 20.393, publicada en el Diario Oficial con fecha 2 de diciembre de 2009, cuya función es implementar las medidas y planes para precaver la comisión de los delitos de cohecho, lavado de activos y financiamiento del terrorismo.

Al 31 de diciembre de 2014 no existe participación alguna en la propiedad de CGE de parte de directores y/o ejecutivos principales de la sociedad.

RSE Y MEDIOAMBIENTE

EL GRUPO CGE en el marco de su política de Responsabilidad Social avanzó sustancialmente en la construcción de una estrategia integral con el objetivo de encausar una serie de proyectos y actividades en beneficio de las comunidades donde opera su servicio.

El año 2014, fue un período en que la creación de valor compartido entre las empresas y sus públicos de interés, se caracterizó por el fortalecimiento de relaciones de confianza mutua y de largo plazo con sus clientes.

De esta manera, los esfuerzos se concentraron principalmente en las zonas de alta vulnerabilidad de la Región Metropolitana, a través de planes comerciales especiales, reforzando la variable social y de relacionamiento directo con el propósito

de consolidar los vínculos de confianza entre clientes y empresa, facilitando la normalización de la operación.

El trabajo en materia de RSE se ciñe en torno a 2 líneas de acción:

I) COMPROMISO CON LA COMUNIDAD

▪ Relación con la Comunidad

Para GRUPO CGE la comunicación clara, directa y transparente con sus grupos de interés son elementos centrales en la estrategia del negocio. Las acciones se centraron en la participación activa en la búsqueda de soluciones a las temáticas que tengan relación con nuestro negocio, colaborando con el desarrollo de éstas.

En la Gerencia Regional Metropolitana de CGE DISTRIBUCIÓN, se fortaleció el Plan de Relacionamiento con la Comunidad (PRC), que apuntó a mantener y consolidar las relaciones con los vecinos y autoridades locales, reforzando la confianza y la transparencia.

Esta iniciativa dio curso a los diversos proyectos sociales y comerciales que permitieran regularizar la operación, otorgando facilidades de pago a aquellos clientes que presentaran características de vulnerabilidad y que estuvieran en mora.

En la búsqueda de estos objetivos durante 2014, se realizaron 58 mesas de trabajo con los líderes vecinales y juntas de vecinos estableciendo una comunicación directa con los clientes, manteniéndolos informados sobre los planes ejecutados en sus respectivas villas, levantando dudas e inquietudes que permitan introducir mejoras en el servicio brindado.



Por otra parte, se implementaron 61 talleres educativos relativos a seguridad en el hogar, ahorro energético y conocimiento de la boleta en el que participaron 372 vecinos de la comuna de San Bernardo, 340 en La Pintana y 299 en El Bosque.

Finalmente, a través de una asociación con la **Fundación Ganamos Todos** se realizaron 6 jornadas deportivas donde participaron más de 3.500 niños, acompañados por sus familias y dirigentes vecinales y sociales. En cada uno de estos encuentros se implementaron Clínicas de Fútbol, Voleibol y clases de Zumba. Todos los participantes recibieron medallas y diplomas al cierre de las jornadas.

En la zona norte de Chile, con el propósito de afianzar la relación de la empresa con las comunidades, las distribuidoras EMELARI, ELIQA y ELECDA desarrollaron diversas acciones entre las que destacan reuniones con juntas de vecinos y colegios de la zona. Durante 2014, también se realizaron campañas informativas, entre las que destaca **“Volantín Seguro”** impulsada en conjunto con Carabineros de Chile, donde se entregaron mensajes respecto del buen uso del volantin durante las fiestas patrias a través de frases radiales y visitas a colegios y jardines infantiles.

ELIQA ejecutó el programa **“Ponle Energía a tu Barrio”** realizado en conjunto con la Ilustre Municipalidad de Alto Hospicio y la Fundación Ganamos Todos, beneficiando a más de 300 niños y niñas de la comuna con clínicas deportivas lideradas por ex seleccionados nacionales de fútbol. Estas actividades se realizaron en un año particularmente sensible para la zona dado los dos terremotos registrados a inicios de abril.

A su vez, la filial CONAFE, en el marco del plan de relacionamiento con la comunidad, aprobó y ejecutó la iluminación del acceso peatonal al templo de Huaquén. Paralelamente, en la provincia de Choapa participó en reuniones con Juntas de Vecinos y autoridades de la zona para analizar proyectos que buscan suministrar energía en áreas rurales.

En el extremo sur de Chile, EDELMAG, al igual que años anteriores realizó actividades de cara a la comunidad entre las que destacan la campaña **“Cambiano el Mundo en 100 palabras”**,

iniciativa que promovió la participación de niños en talleres de escritura infantil en torno a la eficiencia energética. La campaña finalizó con la edición de un libro con los 25 mejores cuentos escritos por los niños y niñas de Punta Arenas que asistieron al taller.

Además, EDELMAG lideró la Campaña de Pilas, instancia en la que se recolectaron pilas en desuso para ser trasladadas a disposición final en una planta de tratamiento de residuos industriales.

Por su parte, TRANSNET durante 2014 elaboró y puso en práctica su Política de Relacionamiento Comunitario, donde se establece la metodología para vincular la variable comunitaria al desarrollo de sus proyectos de infraestructura eléctrica desde etapas tempranas, identificando riesgos y elaborando estrategias para el manejo de éstos. El primer caso en el que se aplicó este nuevo enfoque de relacionamiento con la comunidad, corresponde al Proyecto Fortalecimiento del Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco, para el cual se realizaron una serie de reuniones con autoridades y la comunidad que permitieron levantar información relevante para el diseño del proyecto previo al ingreso a tramitación ambiental.

Complementariamente, y con el objeto de apoyar a las comunas en las cuales opera, durante el 2014 TRANSNET concretó importantes alianzas con los Municipios de La Pintana y de Padre Hurtado para el apoyo y fomento del deporte.

▪ Misión Noche Buena

La campaña solidaria Misión Noche Buena se ha transformado en la principal actividad social que realizan las empresas del GRUPO CGE, las que a través de sus colaboradores y el apoyo de la comunidad donde están presentes, dan vida a una cruzada que tiene por objetivo entregar cajas de alimentos a familias vulnerables en Navidad. Esta iniciativa, organizada bajo el alero de la Fundación CGE, cuenta con el apoyo de las autoridades locales, la Iglesia Católica, medios de comunicación y distintos representantes de la sociedad.

Misión Noche Buena se ha convertido en la principal instancia a disposición de los colaboradores de CGE y filiales para desarrollar actividades sociales en beneficio de personas que más lo necesitan.

Es así como en 2014 se efectuaron 20 voluntariados en distintas regiones del país, en la que los colaboradores pudieron participar en el armado y entrega de cajas, ocasión en la que pudieron conocer y compartir con las familias beneficiarias.

Misión Noche Buena 2014 logró superar con creces los compromisos adquiridos por los distintos Comités, reuniendo cerca de 11 mil cajas, entre éstos y la comunidad, beneficiando a 70 mil personas de escasos recursos. Estos resultados reflejan la importancia de la campaña tanto para los colaboradores de CGE y sus empresas filiales, como para la comunidad local.

II. ALIANZAS SOCIALES

Dentro del marco de la participación del GRUPO CGE en el desarrollo sustentable de nuestro país y con el propósito de conocer otras experiencias para mejorar sus prácticas internas y externas, durante el 2014, se mantuvo la alianza estratégica con importantes organizaciones relacionadas a estos temas:

▪ Pacto Global de Naciones Unidas

Es el primer foro internacional sobre temas relacionados con la globalización y el más importante del mundo en la promoción de prácticas sustentables, cuenta con más de 10.000 compañías socias a nivel mundial. La finalidad de esta organización internacional es que las distintas empresas adheridas se comprometan, apoyen y lleven a la práctica los 10 principios de Pacto Global relacionados con los derechos humanos, las condiciones de trabajo, el medio ambiente y la lucha contra la corrupción.

▪ Acción RSE

Es una institución sin fines de lucro que reúne a empresas socias de distintos rubros empresariales y que trabajan por la Responsabilidad Social Empresarial y el desarrollo sustentable en Chile. Durante 2014, CGE participó activamente en los distintos comités que Acción RSE promueve, para estar presente en las principales discusiones de temas de esta índole e integrar en todas las áreas de la compañía la lógica del desarrollo sostenible en nuestra cadena de valor.

Desempeño medioambiental

En materia medio ambiental durante el año 2014, se trabajó fuertemente en la gestión de residuos peligrosos y el manejo de equipos eléctricos. El objetivo fue regularizar el flujo de residuos y equipos y levantar indicadores para monitorear las variables de riesgo identificadas. Adicionalmente se identificaron las zonas de riesgo respecto al almacenamiento de residuos para las filiales del sector eléctrico.

Como gran hito se implementó una plataforma para el monitoreo y seguimiento de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) del GRUPO CGE, logrando una visión global como área corporativa, respecto al cumplimiento ambiental de las filiales.

También se realizó el cálculo de huella de carbono corporativa de algunas filiales del sector eléctrico, CGE S.A y la empresa de servicio TECNET según el calendario de medición.

POLÍTICA DE MEDIO AMBIENTE

Es propósito del GRUPO CGE proyectarse cumpliendo la promesa hecha a cada uno de sus grupos de interés, mediante estrategias que guíen el comportamiento de manera coherente con las políticas corporativas. En tal sentido, la promesa del GRUPO CGE establece el debido cuidado del medio ambiente, integrando las necesidades de desarrollo con sustentabilidad.

Para cumplir esta promesa, se reconoce que la protección del medio ambiente es un aspecto clave para el desarrollo actual y futuro de la sociedad. Es por ello que la empresa promueve e impulsa iniciativas responsables con el medio ambiente, basadas en la búsqueda permanente del mejoramiento del desempeño ambiental, integrando la innovación como un factor clave para conseguir el desarrollo equilibrando los intereses y necesidades del negocio de manera sustentable.

COMITÉ DE MEDIO AMBIENTE

El Comité de Medio Ambiente es representado por los encargados ambientales de las empresas del sector gas, electricidad y servicios. Como

parte del programa de cada Comité, se realizó una presentación de la legislación ambiental vigente, y de la normativa en desarrollo. Durante el 2014 también se dio énfasis en flujos y plazos de tramitaciones, aplicables a las actividades de las filiales del Grupo.

Se traspasaron además directrices corporativas respecto a cómo se debe trabajar durante el año y cuáles son los focos de preocupación en temas ambientales. También se contó con la presencia del Jefe de Unidad de Acústica Ambiental en Seremi de Salud Región Metropolitana, el señor Antonio Marzzano, quien entregó una actualización de la norma de ruido D.S N°38.

Durante el 2014 se participó en los Comités de Medio Ambiente y de Sistema Gestión Integrado de GAS NATURAL FENOSA. En esas instancias se realizó un seguimiento a los objetivos, metas y planes de acción del año. También se realizó benchmarking entre las empresas de los distintos países y se compartieron experiencias y buenas prácticas.

CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA AMBIENTAL

Desde el año 2010 el GRUPO CGE cuenta con una herramienta de gestión que identifica la legislación y aspectos ambientales aplicables para cada una de sus filiales.

El sistema cuenta con una aplicación que consolida la legislación asociada a residuos peligrosos y no peligrosos, además de los requerimientos internos de los Procedimientos Corporativos. Con esta herramienta las filiales pueden auditar la gestión de residuos y asegurar el cumplimiento legal.

Durante el 2014, se realizaron mensualmente reuniones de actualización legal, junto a las empresas del Grupo y una abogada con especialización en medio ambiente. En estas reuniones se revisa la normativa vigente y se evalúan estrategias para enfrentar la normativa en desarrollo.

Durante el 2015 se realizarán auditorías de cumplimiento legal ambiental a todas las empresas del GRUPO CGE con el objetivo de identificar brechas y trabajar en ellas para asegurar un 100% de cumplimiento durante el año.

CAMBIO CLIMÁTICO Y HUELLA DE CARBONO

Durante el 2014 las empresas del sector eléctrico, CGE S.A y la empresa de servicios TECNET calcularon la huella de carbono corporativa según el calendario de medición definido. Este indicador se mide anualmente y considera las emisiones directas (alcance 1) y las emisiones indirectas (alcance 2 y 3) generadas por las empresas durante el período de evaluación. Las empresas del Sector Gas calculan la huella de carbono por producto, el cual se mide cada 2 años, o cuando se requiera por modificaciones en los procesos. Esto considera las emisiones dentro del ciclo de vida completo del producto, generadas durante el año evaluado.

Para hacer más eficiente el cálculo y comparar ambos indicadores, se desarrolló este año una planilla que permite medir la huella de carbono corporativa y por producto. Actualmente las filiales cuentan con dos herramientas distintas para cada medición, por lo que se confeccionó una planilla de cálculo más fácil y efectiva, que permite medir ambas huellas con un único ingreso de datos.

En este año también, CGE se comprometió junto a otras organizaciones líderes en sustentabilidad, con el programa Neuttravel. Este es un programa pionero de neutralización de la huella de carbono de los vuelos corporativos, en alianza con LATAM y otras 9 organizaciones (Concha y Toro, Arauco, COPEC, Sodimac, CORPBANCA, Colbun, Paris y CORPESCA). El proyecto es liderado por SCX (Santiago Climate Exchange) y se hará efectivo desde Enero 2015.

Para el año 2015 está planificado realizar auditorías de eficiencia energética en las filiales del Grupo. El objetivo es identificar medidas de ahorro de consumos de energía, aprovechando los fondos disponibles de las AChEE (Asociación Chilena de Eficiencia Energética).

En este contexto cabe destacar las iniciativas de EMELARI que cumplió la meta de disminución de consumo eléctrico y ELIQUA que logró la meta en la disminución del consumo interno de combustible.

GESTIÓN DE RESIDUOS

Durante el 2014 se trabajó fuertemente en mejorar la gestión de residuos del GRUPO CGE. Las actividades se enmarcan dentro del proyecto PME (Plan de Manejo de Equipos), que en esta primera etapa involucra al área corporativa de medio ambiente y las filiales CLG y CGE DISTRIBUCIÓN. Al igual que en el año 2013, se realizaron auditorías a los Centros Regionales de CLG, filial del Grupo que gestiona los residuos y equipos eléctricos para las empresas distribuidoras. De estas auditorías se identificaron brechas que fueron gestionadas durante el año.

Dentro de este mismo proyecto, se realizó un esfuerzo para disminuir y mantener los stocks de equipos en sus niveles óptimos de operación, demostrando una gran coordinación y trabajo en equipo entre estas filiales.

Este año, se terminó la elaboración de 15 procedimientos internos que regulan el manejo de equipos con aceite eléctrico y residuos peligrosos, los cuales involucran manejo, transporte, montaje, desmontaje, almacenamiento temporal y disposición final de residuos. Basándose en estas etapas del flujo, el área corporativa de Contraloría y Seguridad realizó un levantamiento de riesgos, identificando principalmente riesgos ambientales, legales, operacionales, y financieros.

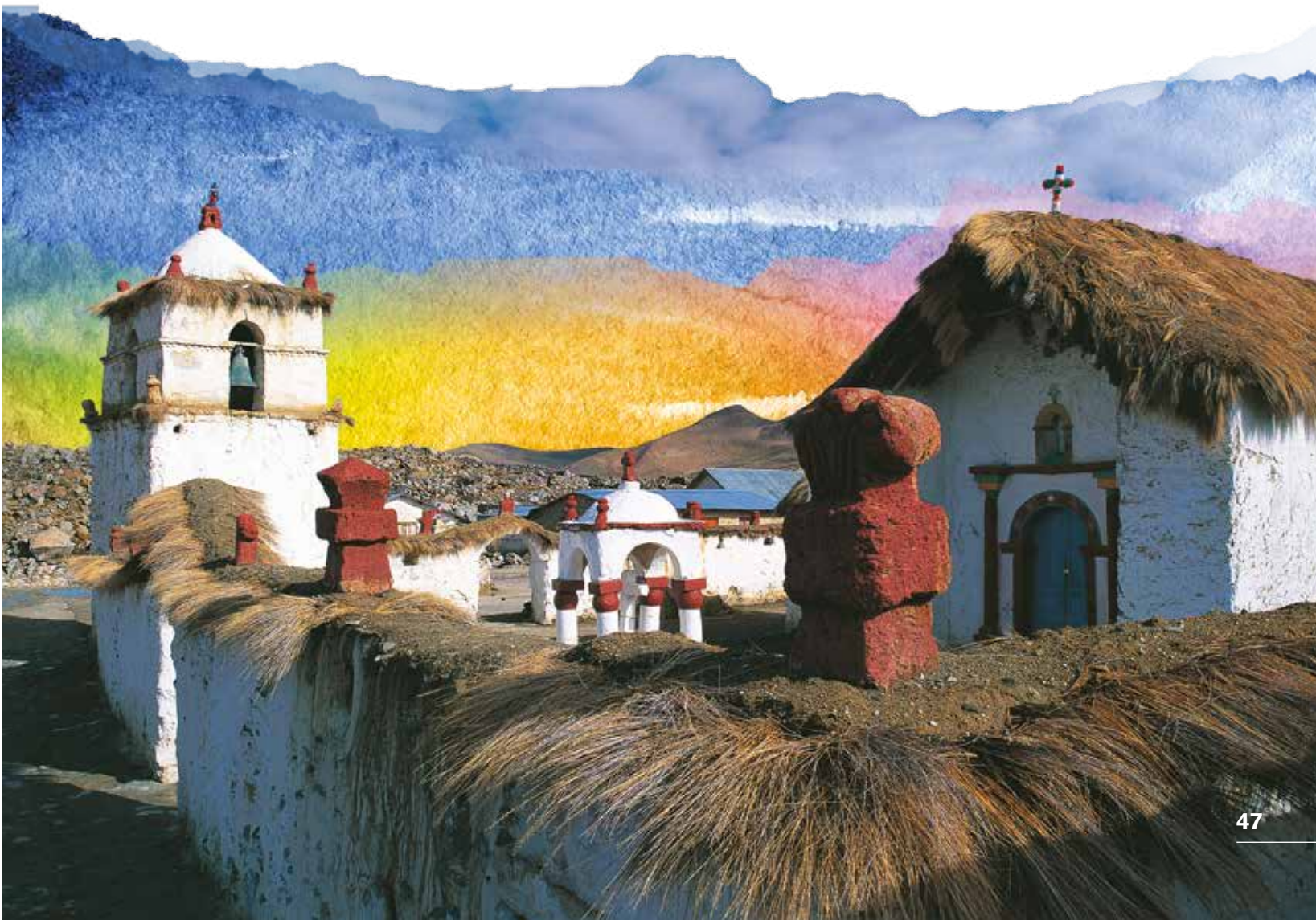
El objetivo principal de este proyecto es mantener el flujo de residuos y equipos eléctricos controlados, y mitigar los riesgos a través del cumplimiento de los procedimientos y el monitoreo de indicadores críticos.

Los centros regionales de la zona centro y sur de la filial CLG fueron capacitados en un 100%. La filial CGE DISTRIBUCIÓN comenzó su proceso

de capacitación con las zonales de Araucanía y Bío Bío, las que han sido capacitadas en un 92%. Las capacitaciones para todas las zonales serán finalizadas en abril 2015.

Adicionalmente se identificaron las zonas de riesgo respecto al almacenamiento de residuos para las filiales del sector eléctrico. El objetivo es desarrollar un mapa que nos permita tener una visión global, y realizar un monitoreo directo a través de inspecciones e indicadores de control.

Para el año 2015 se continuará con las auditorías a los centros regionales de CLG y se comenzará a desarrollar un plan de manejo de residuos no peligrosos transversal a las filiales del Grupo.



PROPIEDAD Y CONTROL DE LA SOCIEDAD

E

l capital de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014 se divide en 416.710.367 acciones, repartidas entre 1.811 accionistas, incluidos aquellos que figuran en la lista de depositantes de acciones registrados a nombre de las empresas de depósitos y/o custodia de valores -Ley 18.876-, siendo los 12 mayores accionistas los siguientes:

Nombre de los 12 Mayores Accionistas	RUT	Nº Acciones	Participación
Gas Natural Fenosa Chile S.P.A.	76.411.321-7	402.964.426	96,7013%
Escobar Salazar, Hugo Orlando	2.791.771-2	1.664.976	0,3996%
Inmobiliaria e Inversiones Ruta Ltda.	77.858.190-6	491.317	0,1179%
Benavides de Figueroa, Teresa	1.702.917-7	485.397	0,1165%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	401.143	0,0963%
Castillo Calderón, María Luisa Eugenia	3.316.727-K	375.712	0,0902%
Datzira Sagalas, Juan	4.355.487-5	354.886	0,0852%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	289.834	0,0696%
Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valores	90.249.000-0	255.304	0,0613%
Brito Vda. de Ferretto y Otro, Pascuala	1.592.981-2	226.512	0,0544%
Banco de Chile por Cta. de Terceros Cap. XIV Res. 5412 I43	97.004.000-5	205.130	0,0492%
Gómez Feito, Raquel Generosa	2.632.200-6	204.492	0,0491%

En conformidad a los artículos 97 y siguientes de la Ley 18.045, Gas Natural Fenosa Chile SpA es el controlador de Compañía General de Electricidad S.A, con una participación accionaria del 96,70%

Gas Natural Fenosa Chile SpA es integrante del grupo GAS NATURAL FENOSA, cuya sociedad matriz es GAS NATURAL SDG, S.A. El accionista propietario del 100% de las acciones de Gas Natural Fenosa Chile SpA es UNIÓN FENOSA INTERNACIONAL, S.A., que a su vez es controlada, directa e indirectamente, en un 100% por GAS NATURAL SDG, S.A.



Accionistas que poseen el 10% o más del capital de la sociedad

	Rut	Participación
Gas Natural Fenosa Chile S.P.A.	76.411.321.7	96,7013%

Cambio de la propiedad

Con fecha 12 de octubre de 2014 la sociedad Gas Natural Fenosa Chile SpA formuló una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA"), por hasta el 100% de las acciones emitidas y en circulación de Compañía General de Electricidad S.A., en el precio de \$4.700 por acción. Con fecha 14 de noviembre de 2014, Gas Natural Fenosa Chile SpA declaró exitosa la OPA e informó que

conforme a lo dispuesto en el Artículo 212 de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en la Norma de Carácter General N° 104 de la Superintendencia de Valores y Seguros, adquirió 402.122.728 acciones de CGE, que representan un 96,50% del capital accionario emitido, suscrito y pagado de CGE. En consecuencia, a contar del 14 de noviembre de 2014 Gas Natural Fenosa Chile SpA es controlador de CGE.

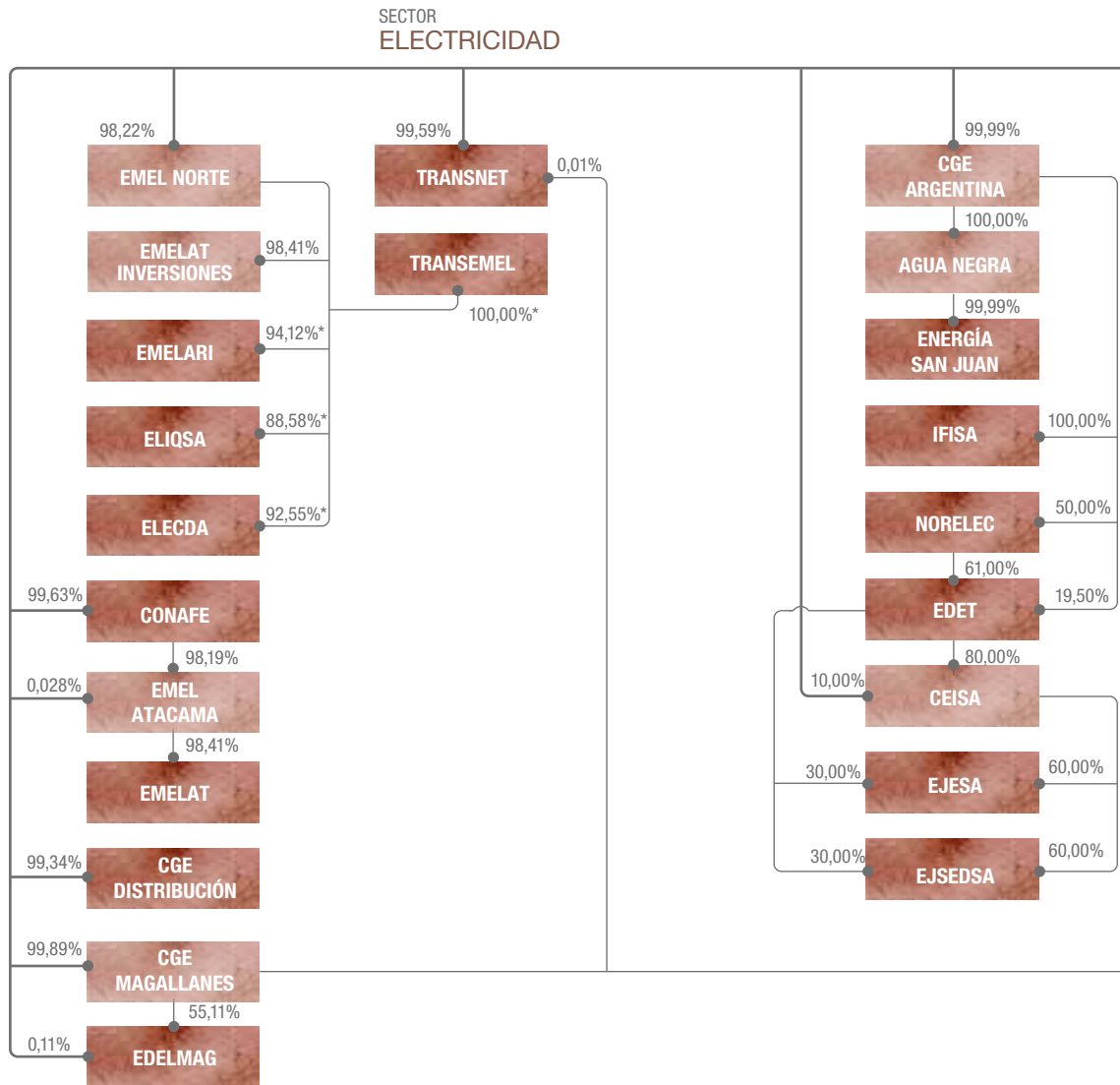
Transacciones en Bolsas

La estadística trimestral sobre las transacciones bursátiles de los últimos tres años de la acción de CGE, efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Corredores de Valparaíso y Bolsa Electrónica de Chile, es la siguiente:

Trimestre	N° Acciones Transadas	Monto Total Transado (M\$)	Precio Promedio (\$)	Presencia Bursátil* (%)
Primer Trimestre 2012	3.461.186	8.918.300	2.576,66	88,33
Segundo Trimestre 2012	5.593.656	14.282.164	2.553,28	86,11
Tercer Trimestre 2012	2.489.713	5.467.012	2.195,84	79,44
Cuarto Trimestre 2012	12.682.267	31.842.432	2.510,78	85,00
Primer Trimestre 2013	9.021.125	26.008.816	2.883,10	87,78
Segundo Trimestre 2013	10.915.258	34.893.037	3.196,72	97,22
Tercer Trimestre 2013	8.447.923	26.130.597	3.093,14	98,89
Cuarto Trimestre 2013	10.507.443	29.448.393	2.802,62	98,89
Primer Trimestre 2014	6.639.172	18.247.311	2.748,43	98,33
Segundo Trimestre 2014	9.346.945	23.032.388	2.464,16	97,78
Tercer Trimestre 2014	18.330.534	49.847.436	2.719,37	97,78
Cuarto Trimestre 2014	439.592.049	2.044.714.227	4.651,39	92,78

(*) Presencia Bursátil calculada de acuerdo a la Norma de Carácter General N°327 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Considera las transacciones efectuadas en la Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica y Bolsa de Valparaíso.

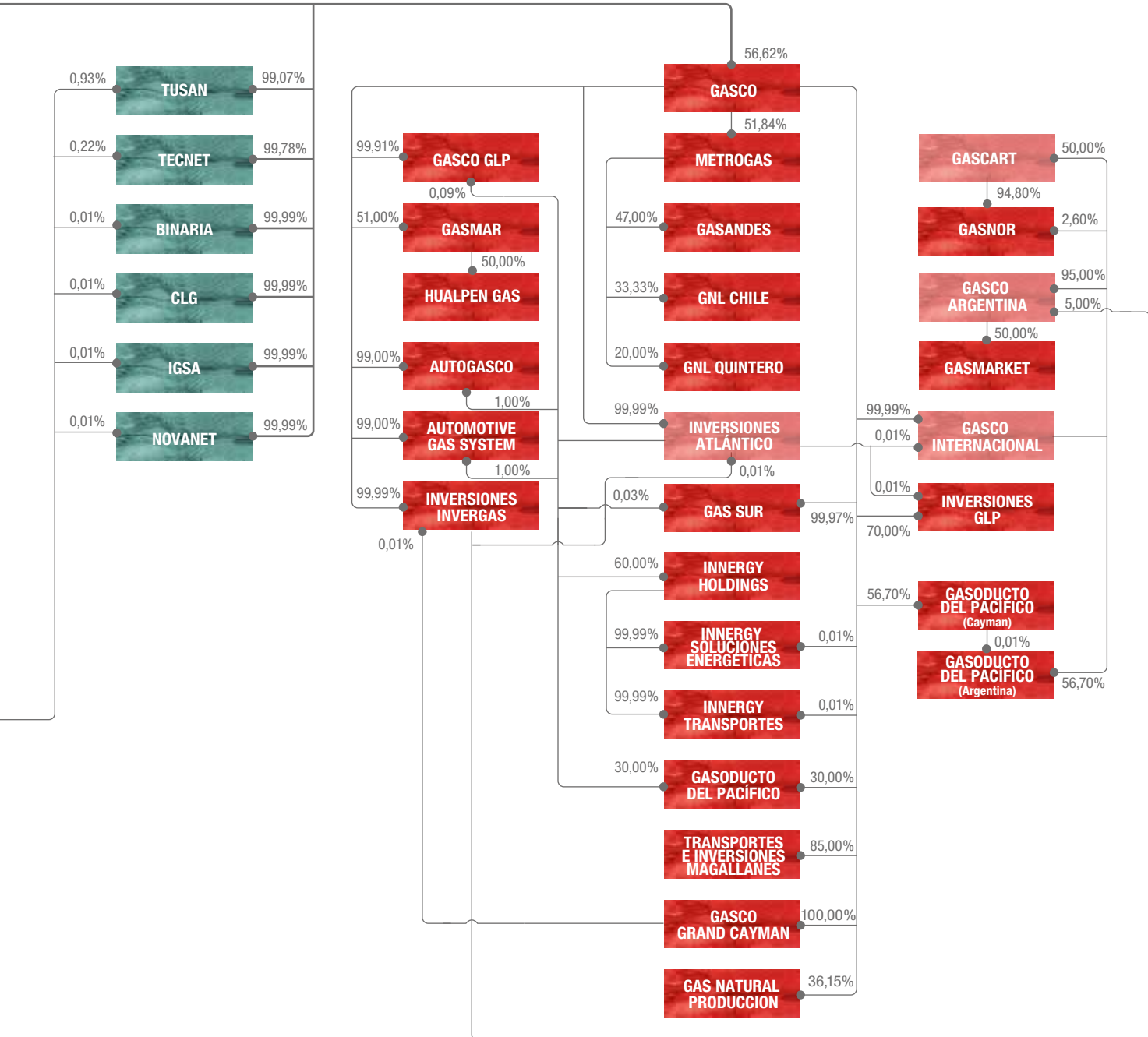
EMPRESAS DEL GRUPO CGE



(*) Corresponden a participaciones directas e indirectas en las sociedades respectivas

SECTOR SERVICIOS

SECTOR GAS



DECLARACIÓN RESPONSABILIDAD

Los abajo firmantes declaran bajo juramento que son responsables de la veracidad de toda la información incorporada en la presente Memoria Anual:



Presidente
Rafael Villaseca Marco
Pasaporte N° AAC873523



Vicepresidente
Antonio Basolas Tena
Pasaporte N° AAH446079



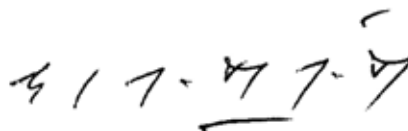
Director
Manuel García Cobaleda
Pasaporte N° AAE767113



Director
Carlos J. Álvarez Fernández
Pasaporte N° AD571155



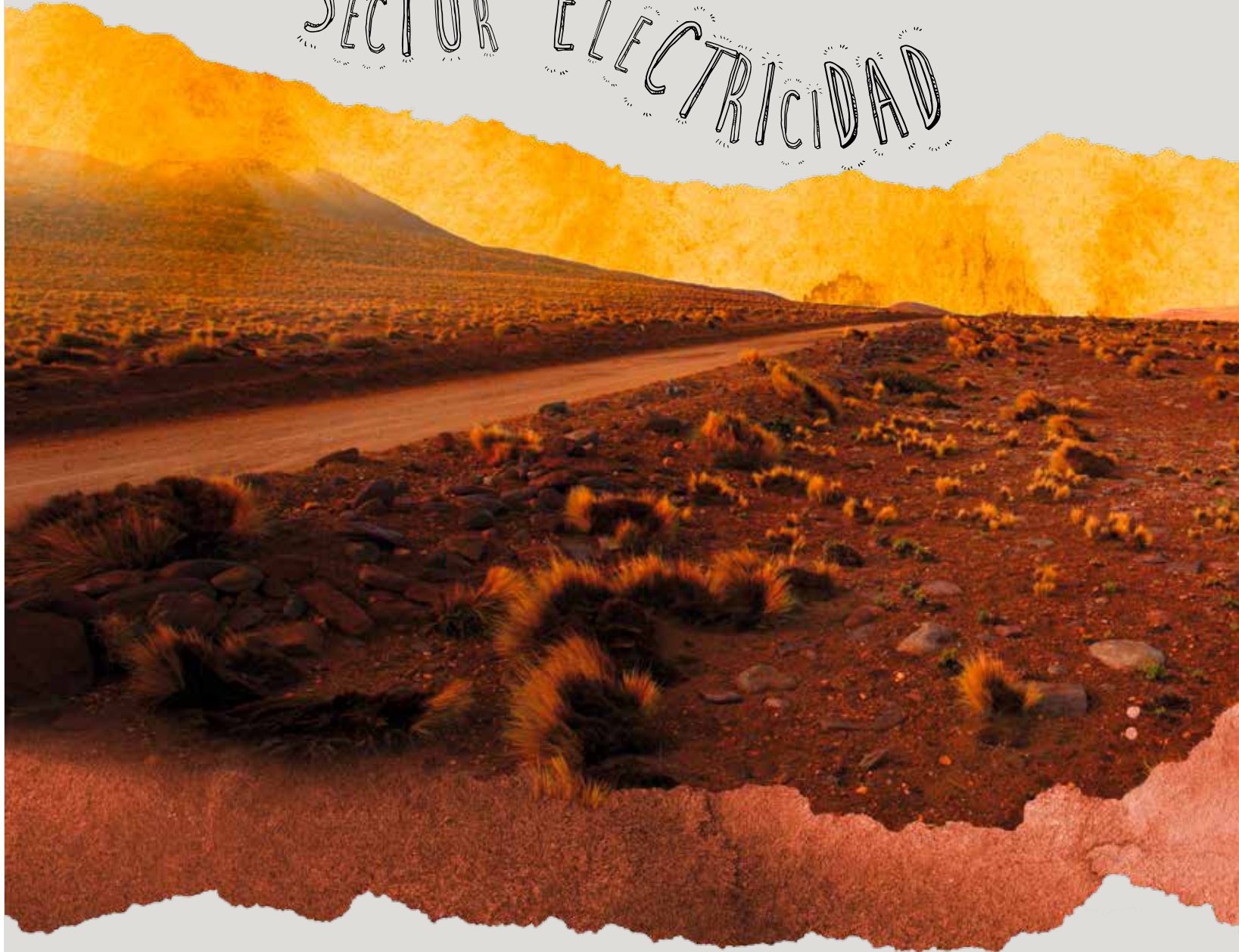
Director
Antonio Bascuñán Valdés
RUT 2.069.899-3



Gerente General
Eduardo Morandé Montt
RUT 7.024.596-5

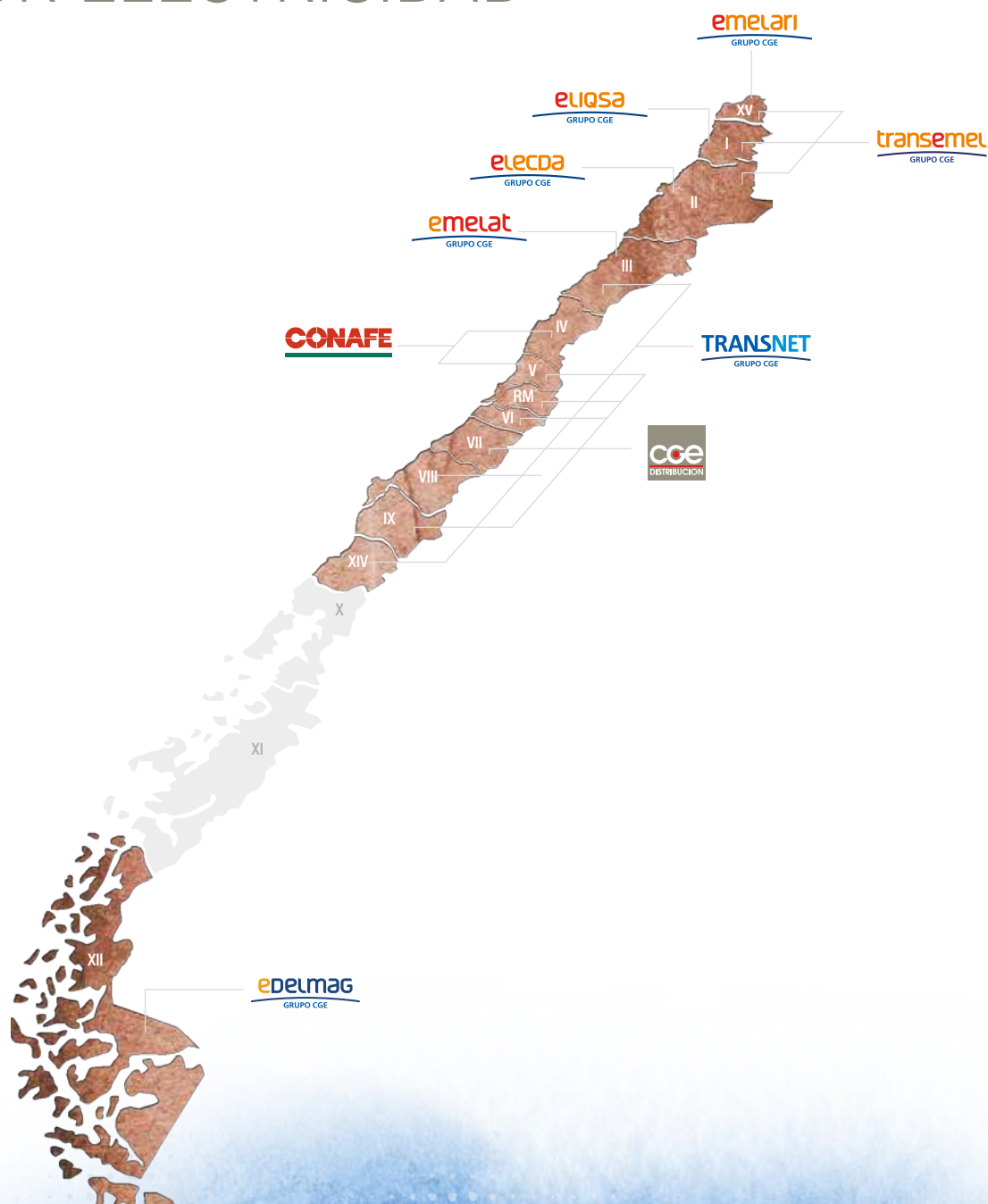
Santiago, marzo de 2015

SECTOR ELECTRICIDAD



SECTOR ELECTRICIDAD

CHILE



ARGENTINA



ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN



Distribución en Chile

CGE, a través de sus subsidiarias EMEL NORTE con sus distribuidoras EMELARI, ELIQUA y ELECDA, CONAFE, con su subsidiaria EMELAT, CGE DISTRIBUCIÓN y EDELMAG, es responsable de la distribución del 39,4% de la energía

eléctrica suministrada en Chile, satisfaciendo la demanda del 43,9% de los consumidores del país, constituyéndose en la empresa con mayor cobertura en el sector de distribución de electricidad en Chile, abasteciendo a 2.643.585 clientes con ventas físicas de 13.331 GWh en el año 2014.

EMEL NORTE distribuye en las regiones XV, I y II; CONAFE otorga suministro eléctrico en las regiones

III, IV y V; CGE DISTRIBUCIÓN suministra energía eléctrica en la zona sur de la Región Metropolitana y en las regiones V, VI, VII, VIII y IX; y EDELMAG atiende a la XII Región.

El siguiente cuadro permite dimensionar el sistema eléctrico de distribución operado en Chile por las subsidiarias de CGE a diciembre de 2014.

Distribución Eléctrica en Chile - GRUPO CGE	EMEL NORTE ⁽¹⁾	CONAFE ⁽²⁾	CGE DISTRIBUCIÓN	EDELMAG	Total
Número de clientes	331.733	488.231	1.767.275	56.346	2.643.585
Energía vendida (GWh)	1.661	2.374	9.024	272	13.331
Líneas de media tensión (Km)	2.016	7.997	21.433	365	31.811
Líneas de baja tensión (Km)	2.656	5.619	22.240	629	31.144
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	429	612	2.313	63	3.417
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	493	728	2.629	72	3.922

(1) Incluye EMELARI, ELIQUA y ELECDA. (2) Incluye EMELAT

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile está definido en la Ley General de Servicios Eléctricos -cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado 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 Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, del Ministerio de Energía, de la Comisión Nacional de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

La tarifa regulada de distribución resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, el cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y el Valor Agregado de Distribución (VAD). En este último concepto, el cual es fijado cada cuatro años por la autoridad, se reconocen los costos de inversión, operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada cuatro años se debe efectuar el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución -en el cual se reconocen los costos de inversión,

operación y mantenimiento de las empresas distribuidoras de energía eléctrica-, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

Así, mediante Decreto 1T/2012, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013, se fijaron las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios efectuados por las empresas distribuidoras para el cuatrienio 2012-2016. Consecuentemente, el 27 de septiembre de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto 2T/2013, mediante el cual se fijaron los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presten las empresas concesionarias de servicio público de distribución en ese mismo período. Durante el año 2014, el Valor Agregado de Distribución continuó ajustándose periódicamente, en conformidad con lo establecido en el artículo N° 191 de La Ley General de Servicios Eléctricos y según lo dispuesto en los referidos decretos.

Por otro lado, durante el año 2014, las empresas distribuidoras subsidiarias de CGE efectuaron sus compras de energía y potencia en conformidad con sus correspondientes contratos de suministro, algunos de los cuales se encuentran bajo el régimen de precios de nudo de largo plazo, al haber sido adjudicados como resultado de los procesos licitatorios efectuados a partir del año 2006, en cumplimiento a las modificaciones legales efectuadas el año anterior, mientras que otros aún se encuentran bajo el régimen de precios de nudo de corto plazo. Los precios establecidos en dichos contratos son traspasados a las tarifas de los clientes regulados en las correspondientes fijaciones de precios de nudo promedio.

En relación con esto último, durante el año 2014 se aplicaron los Decreto N° 1-2013, Decreto 2T-2014

-en el cual se fijaron los precios de nudo promedio con vigencia a contar del 1 de enero de 2013, para el SIC, y del 1 de marzo de 2013, para el SING, actualizándose además los valores de los decretos con vigencia entre enero de 2011 y las fechas de vigencia del Decreto 2T-2014-, Decreto 3T-2014; Decreto 4T-2014; Decreto 6T-2014, Decreto 7T-2014 y Decreto 8T-2014, todos del Ministerio de Energía.

Al respecto, mediante Oficio Circular N° 13442-2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles instruyó la reliquidación de los decretos de precios de nudo promedio señalados precedentemente, la cual se materializará a contar de enero de 2015.

En relación con los precios de los servicios asociados al suministro de energía eléctrica, en el año 2012 se dio inicio al proceso de revisión de ellos, publicándose el 14 de marzo de 2014 el Decreto 8T-2013 del Ministerio de Energía, mediante el cual fueron fijados.

Distribución en Argentina

En Argentina, la operación del negocio de distribución de energía eléctrica del GRUPO CGE es desempeñada por Energía San Juan S.A. en la provincia de San Juan, la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET) en la provincia de Tucumán, la Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y la Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA), en la provincia de Jujuy, abasteciendo a 883.131 clientes con ventas físicas de 4.520 GWh al cierre del año 2014.

La industria eléctrica argentina está organizada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Bajo este esquema, similar al de Chile, las compañías generadoras venden su producción a

las compañías distribuidoras y a otros usuarios mayoristas, a través de transportistas por distribución troncal y en alta tensión.

La operación y administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es responsabilidad de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), sociedad constituida por todas las asociaciones que comprenden a los agentes del mercado, aunque con una especial participación del Estado Argentino, a través de la Secretaría de Energía de la Nación.

Bajo la normativa argentina, a las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables, en lo fundamental, de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista, permitiendo a terceros el acceso abierto a los sistemas de transmisión bajo ciertas condiciones. Las tarifas de distribución para clientes finales comprenden un cargo fijo y un cargo variable por energía. Para las medianas y grandes demandas se establecen además, cargos explícitos por potencia y por uso de la red de distribución. Los cargos variables por energía y por potencia son calculados cada tres meses y coinciden con las fechas en que se fijan los precios estacionales por parte de la Secretaría de Energía del Gobierno Central. Durante el año 2014, el Gobierno Nacional acordó con las provincias argentinas un plan de convergencia tarifaria, el que dispuso el congelamiento de las tarifas eléctricas para los usuarios. A cambio, la nación remitió a las provincias fondos destinados para inversiones, que compensaron los menores ingresos derivados de dicho congelamiento.

A diciembre de 2014, el sistema eléctrico de distribución operado en Argentina por el GRUPO CGE tiene las siguientes características:

Distribución Eléctrica en Argentina - GRUPO CGE	ENERGÍA SAN JUAN	EDET	EJESA, EJSEDSA	Total
Número de clientes	210.547	476.804	195.780	883.131
Energía vendida (GWh)	1.407	2.348	765	4.520
Líneas de media tensión (Km)	4.628	6.118	3.911	14.657
Líneas de baja tensión (Km)	4.839	8.694	3.324	16.857
Capacidad instalada en transformadores de distribución propios (MVA)	688	907	370	1.965
Capacidad instalada en transformadores particulares (MVA)	-	137	8	145


**XV REGIÓN
ARICA Y PARINACOTA**


Presidente
Rafael Salas Cox

Directores
Eduardo Morandé Montt
Gonzalo Palacios Vásquez
Mauricio Russo Camhi
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General
Alfonso Toro Guzmán

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Abierta

**Capital Suscrito y
Pagado**
\$7.960 millones

Participación CGE
92,44% (indirecta)

Objeto Social
Distribución de energía
eléctrica

	MMS
Ebitda	3.843
Utilidad	4.150
Activos	48.353
Pasivos	21.191
Patrimonio Neto	27.163

EMELARI, sociedad subsidiaria de EMEL NORTE, distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en las comunas de Arica y Camarones de la Región de Arica y Parinacota.

Al 31 de diciembre de 2014, la sociedad abastecía de electricidad a 68.911 clientes, a quienes suministró 291 GWh, con una variación con respecto al año anterior de 1,5% y 4,7% respectivamente.

La infraestructura de distribución de electricidad de EMELARI se compone de 433 km de líneas de media tensión (336 km corresponden a líneas propias y 97 km a líneas particulares), 620 km de líneas de baja tensión (596 km corresponden a líneas propias y 24 km a líneas particulares) y 1.255 subestaciones de distribución, alcanzando

una potencia instalada de 159 MVA. En subtransmisión, EMELARI cuenta con 4 km de líneas de alta tensión y 3 subestaciones AT/ MT con una potencia instalada de 74 MVA. En relación al nivel de pérdidas de energía, éstas alcanzaron a 6,6% al cierre del ejercicio.

Adicionalmente EMELARI posee una participación accionaria en ELECDA y TRANSEMEL de 13,12% y 5,0%, respectivamente.

Durante el ejercicio, las inversiones ascendieron a \$1.121 millones, que se destinaron principalmente a satisfacer la demanda de energía, obras para nuevos clientes, disminución de las pérdidas de energía, renovación de algunas instalaciones y al mejoramiento de la calidad de suministro.

En el ejercicio 2014, EMELARI alcanzó una utilidad de \$4.150 millones y repartió dividendos por \$3.199 millones a sus accionistas.





	MMS
Ebitda	6.179
Utilidad	4.945
Activos	79.630
Pasivos	42.089
Patrimonio Neto	37.541

ELIQSA, sociedad subsidiaria de EMEL NORTE, distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Tarapacá, en las comunas de Iquique, Pica, Pozo Almonte, Huara y Alto Hospicio, entre otras.

Al 31 de diciembre de 2014, la sociedad abastecía de electricidad a 94.555 clientes, a quienes suministró 465 GWh, con una variación con respecto al año anterior de 3,6% y -6,0% respectivamente.

La infraestructura de distribución de electricidad de ELIQSA se compone de 784 km de líneas de media tensión (676 km corresponden a líneas propias y 108 km a líneas particulares), 603 km de líneas de baja tensión (570 km corresponden a líneas propias y 32 km a líneas particulares) y 1.675 subestaciones de distribución, alcanzando una potencia instalada de 274 MVA. En subtransmisión,

ELIQSA cuenta con 5 subestaciones AT/MT con una potencia instalada de 123 MVA. En relación al nivel de pérdidas de energía, éstas alcanzaron a 7,5% al cierre del ejercicio.

Adicionalmente ELIQSA posee una participación accionaria en EMELARI, ELECDA y TRANSEMEL de 24,73%, 7,74% y 9,0%, respectivamente.

Un hito importante del 2014 fue la nota obtenida en calidad de servicio mediante oficio circular que señala el ranking de empresas concesionarias de servicio público de distribución del año 2013, en el cual ELIQSA obtuvo una nota 7,57 sobre 10 puntos, que la llevó a ocupar el 14° lugar entre las 17 empresas distribuidoras con más de 30 mil clientes.

Las inversiones del ejercicio ascendieron a \$2.754 millones, que se destinaron principalmente a satisfacer la demanda de energía, obras para nuevos clientes, disminución de las pérdidas de energía, renovación de algunas instalaciones y al mejoramiento de la calidad de suministro.

En el ejercicio 2014, ELIQSA alcanzó una utilidad de \$4.945 millones y repartió dividendos por \$6.805 millones a sus accionistas.

Presidente

Rafael Salas Cox

Directores

Eduardo Morandé Montt
Gonzalo Palacios Vásquez
Mauricio Russo Camhi
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General

Alfonso Toro Guzmán

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Abierta

Capital Suscrito y Pagado

\$8.678 millones

Participación CGE

87,00% (indirecta)

Objeto Social

Distribución de energía eléctrica

I REGIÓN TARAPACÁ





II REGIÓN ANTOFAGASTA



Presidente
Rafael Salas Cox

Directores
Eduardo Morandé Montt
Gonzalo Palacios Vásquez
Mauricio Russo Camhi
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General
Alfonso Toro Guzmán

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Abierta

Capital Suscrito y Pagado
\$16.772 millones

Participación CGE
90,90% (indirecta)

Objeto Social
Distribución de energía eléctrica

	MMS
Ebitda	9.323
Utilidad	6.201
Activos	122.418
Pasivos	70.546
Patrimonio Neto	51.872

ELECDA, sociedad subsidiaria de EMEL NORTE, distribuye, transmite y comercializa energía eléctrica en la Región de Antofagasta, en las comunas de Antofagasta, Taltal, Sierra Gorda, Mejillones, Calama y Tocopilla, entre otras.

Al 31 de diciembre de 2014, la sociedad abastecía de electricidad a 168.267 clientes, a quienes suministró 905 GWh, con una variación con respecto al año anterior de 2,0% y 4,0%, respectivamente.

La infraestructura de distribución de electricidad de ELECDA se compone de 799 km de líneas de media tensión (691 km corresponden a líneas propias y 108 km a líneas particulares), 1.433 km de líneas de baja tensión (1.117 km corresponden a líneas propias y 316 km a líneas particulares) y 2.372 subestaciones de distribución, alcanzando una potencia instalada de 489 MVA. En subtransmisión, ELECDA cuenta con 128 km de líneas de alta tensión y 9 subestaciones AT/MT con una potencia instalada de 268 MVA. En relación

al nivel de pérdidas de energía, éstas alcanzaron a 7,98% al cierre del ejercicio.

Como parte de sus inversiones, ELECDA posee una participación accionaria en TRANSEMEL de un 11,0%.

Durante el 2014, ELECDA profundizó su posición como prestador de servicios de operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas a importantes compañías mineras de la región. ELECDA ha prestado dichos servicios, mediante la ejecución de mantenimiento con personal dedicado al interior de las faenas CODELCO División Radomiro Tomic, Minera Escondida Limitada, CODELCO División Gabriela Mistral, además de servicios de largo plazo acordados con Sociedad Contractual Minera El Abra.

Las inversiones ascendieron a \$4.395 millones, que se destinaron principalmente a satisfacer la demanda de energía de sus clientes, obras para nuevos clientes, disminución de las pérdidas de energía, renovación de algunas instalaciones y al mejoramiento de la calidad de suministro.

En el ejercicio 2014, ELECDA alcanzó una utilidad de \$6.201 millones y repartió dividendos por \$4.321 millones a sus accionistas.





	MMS
Ebitda	3.009
Utilidad	2.160
Activos	47.231
Pasivos	28.615
Patrimonio Neto	18.616

EMELAT, sociedad subsidiaria de EMEL ATACAMA, es la distribuidora que opera en la Región de Atacama, en las provincias de Chañaral, Copiapó y Huasco.

Durante el año 2014 la sociedad abasteció a 96.009 clientes, a quienes suministró 661 GWh, con una variación en relación al año anterior de 2,4% y 1,3% respectivamente.

En distribución de energía eléctrica, EMELAT cuenta con 1.321 km de líneas de media tensión, 955 km de líneas de baja tensión y 3.010 subestaciones de distribución de MT/BT, desagregadas en 1.257 propias y 1.753 particulares con una potencia instalada de 365 MVA, desagregadas en 95 MVA propias y 270 MVA particulares. Con respecto al nivel de pérdidas de energía asociadas al sistema de distribución, éstas alcanzaron 5,3% al cierre del presente ejercicio.

En materia de inversiones, durante el ejercicio éstas alcanzaron a \$1.967 millones, ejecutándose proyectos destinados al abastecimiento de nuevos clientes, disminución de pérdidas, renovación de instalaciones y mejoramiento de la calidad de servicio.

En el ámbito de minería, EMELAT consolidó los servicios prestados a Minera Lumina Copper Chile. Es así, como en marzo se adjudicó el Proyecto Caserones, la canalización de 8 km de cable minero y montaje de una sala eléctrica y tres transformadores, en julio, y por primera vez, se adjudicó e implementó un nuevo contrato de mantenimiento del sistema eléctrico de distribución y sistema de impulsión de agua fresca del Proyecto Caserones. En agosto se adjudicó otra mayor obra en Proyecto Caserones, la construcción y montaje de 15 km de línea media tensión de 23 kV para embalse Lamas. La correcta ejecución de estos proyectos posicionó a EMELAT como un prestador confiable de servicios de construcción eléctrica para la gran minería a nivel nacional.

En el ejercicio 2014, EMELAT obtuvo una utilidad de \$2.160 millones y repartió dividendos por \$3.917 millones a sus accionistas, de los cuales \$3.170 millones corresponden a un dividendo eventual.

Presidente

Eduardo Morandé Montt

Directores

Gonzalo Palacios Vásquez
Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General

Alfonso Toro Guzmán

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

\$3.770 millones

Participación CGE

96,65% (indirecta)

Objeto Social

Distribución de Energía Eléctrica

III REGIÓN ATACAMA



CONAFE

REGIONES IV Y V



Presidente

Eduardo Morandé Montt

Directores

Gonzalo Palacios Vásquez

Mauricio Russo Camhi

Rafael Salas Cox

Pablo Sobarzo Mierzo

Wilhelm Wendt Glens

Gerente General

Alfonso Toro Guzmán

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

\$164.979 millones

Participación CGE

99,63% (directa)

Objeto Social

Distribución de Energía Eléctrica

	MMS
Ebitda	16.055
Utilidad	10.160
Activos	392.631
Pasivos	170.578
Patrimonio Neto	222.053

CONAFE es la distribuidora de energía eléctrica del GRUPO CGE que opera en las regiones de Coquimbo y Valparaíso.

Como parte de sus inversiones, CONAFE cuenta con el 98,19% de la propiedad accionaria de EMEL ATACAMA quien a través de su subsidiaria EMELAT, presta servicios de distribución de energía eléctrica a 96.009 clientes, suministrándoles 661 GWh en la zona de Atacama, III Región del país.

Al 31 de diciembre de 2014, CONAFE, incluyendo su subsidiaria EMELAT, contaba con 488.231 clientes, a quienes suministró 2.374 GWh, lo que representó un aumento con respecto al año 2013 de 3,0% y 3,5 respectivamente.

Asimismo, para la entrega del servicio de distribución de energía eléctrica, CONAFE incluyendo su subsidiaria EMELAT, cuenta con 7.997 km de líneas de media tensión,

5.619 km de líneas de baja tensión y abastece 15.503 subestaciones de distribución de MT/BT, desagregadas en 9.037 propias y 6.466 particulares, con una potencia instalada de 1.340 MVA, desagregadas en 612 MVA de capacidad instalada propia y 728 MVA de particulares. Con respecto al nivel de pérdidas de energía, éstas alcanzaron a 8,34% al cierre del presente ejercicio.

En materia de inversiones, se ejecutaron proyectos por un monto de \$5.993 millones, destinados a adecuar la infraestructura eléctrica para abastecer el crecimiento del consumo, reducir pérdidas, mantener los estándares de calidad de suministro y seguridad de las instalaciones.

En el ámbito de minería, en enero se renovó el contrato de operación y mantenimiento del sistema eléctrico de Minera Los Pelambres por cuatro años, producto del correcto desempeño y la confianza generada por CONAFE. También se desarrolló por segundo año consecutivo el servicio de mantenimiento preventivo y correctivo del sistema de distribución en media tensión de Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo.

En el ejercicio 2014, CONAFE obtuvo una utilidad de \$10.160 millones y repartió un dividendo por \$191 millones.





	MMS
Ebitda	55.864
Utilidad	49.274
Activos	972.592
Pasivos	503.215
Patrimonio Neto	469.377

CGE DISTRIBUCIÓN desarrolla la actividad de distribución de energía eléctrica en la zona sur de la Región Metropolitana y en las regiones V, VI, VII, VIII y IX del país.

Al 31 de diciembre de 2014, cuenta con 1.767.275 clientes a quienes suministró 9.024 GWh, con una variación con respecto al año anterior de 2,9% y 3,8% respectivamente. Las pérdidas de energía, alcanzaron un 7,9% al cierre del ejercicio, presentando una disminución de 0,1% en relación al año anterior. La infraestructura de distribución de electricidad de CGE DISTRIBUCIÓN cuenta con 21.433 km de líneas de media tensión, 22.240 km de líneas de baja tensión y 36.020 transformadores de distribución propios.

Durante el año 2014 se materializó la fusión de las filiales Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A (EMELECTRIC) y Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL) con CGE DISTRIBUCIÓN. En conformidad a lo establecido en el artículo 9 y siguientes de la Ley 18.045 del Mercado de Valores, se declaró la disolución de ambas

empresas, confundiéndose sus respectivos patrimonios en CGE DISTRIBUCIÓN a partir del 1 de noviembre del 2014. Este proceso se enmarca dentro del plan de reorganización de grupo de empresas EMEL, iniciado durante el año 2010, cuya finalidad es simplificar la estructura de propiedad de las empresas eléctricas del GRUPO CGE.

El proyecto de fusión antes mencionado se inició en octubre de 2013 con un intenso proceso de homologación, revisión de calidad y completitud de datos en los sistemas de origen para migrar a la plataforma SAP, lo que se suma a la homologación de procedimientos, actividades de capacitación y gestión del cambio que se realizaron para la exitosa implementación del proyecto. Lo anterior requirió la participación directa de más de 90 colaboradores de CGE DISTRIBUCIÓN que se integraron al equipo de proyecto durante un año y la capacitación de 496 colaboradores internos y externos.

La inversión materializada en el ejercicio alcanzó a \$ 28.603 millones, destinados principalmente a obras para nuevos clientes, abastecimiento de demanda de energía y disminución de pérdidas eléctricas.

En el ejercicio 2014, CGE DISTRIBUCIÓN obtuvo una utilidad de \$ 49.274 millones y se repartieron dividendos por \$ 28.882 millones.

Presidente

Eduardo Morandé Montt

Directores

Gonzalo Palacios Vásquez
Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo
Wilhelm Wendt Glenda

Gerente General

Cristián Saphores Martínez

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Abierta

Capital Suscrito y Pagado

\$314.733 millones

Participación CGE

99,34% (directa)

Objeto Social

Distribución de energía eléctrica

REGIONES
RM - V -
VI - VII - VIII - IX




**XII REGIÓN
MAGALLANES**

Presidente

Jorge Jordán Franulic

Directores

 Matías Hepp Valenzuela
 Edilia Mancilla Caro
 Gonzalo Palacios Vásquez
 Mauricio Russo Camhi
 Rafael Salas Cox
 Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General

Carlos Yáñez Antonucci

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Abierta

Capital Suscrito y Pagado

\$15.665 millones

Participación CGE

55,22% (indirecta)

Objeto Social

 Generación, transporte y
 distribución de energía eléctrica

	MMS
Ebitda	10.767
Utilidad	4.422
Activos	69.914
Pasivos	29.145
Patrimonio Neto	40.768

EDELMAG tiene por objeto explotar la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica en la Región de Magallanes, contando con centrales generadoras en Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Al 31 de diciembre de 2014, EDELMAG contaba con 56.346 clientes y un crecimiento de 1,5% respecto al año anterior. La energía suministrada fue de 272 GWh, 2,2% superior a 2013. Su infraestructura está compuesta de 8,5 km de líneas de AT, 365 km de líneas de MT, 629 km de líneas de BT y 1.077 subestaciones de distribución de MT/BT, con una potencia instalada de 135 MVA. La potencia instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diesel alcanza a 105,953 MW. Las pérdidas de energía alcanzaron a 5,7%.

Durante 2014, EDELMAG participó en el desarrollo del Tercer Proceso de Tarificación y Expansión en Generación y Transmisión de los Sistemas

Medianos, donde se analizó la información necesaria para determinar el nivel de tarifas que se aplicará en el período 2014-2018. Se trató de un proceso que entregará luces sobre el desarrollo de la matriz energética en los próximos años.

La inversión durante el año 2014 llegó a \$ 3.661 millones. En gran parte correspondieron a la mantención de las unidades generadoras; con foco especial en lograr operaciones eficientes para potenciar la confiabilidad de todo el sistema eléctrico y para lo que se destinaron \$ 1.680 millones. Por otro lado, cabe destacar la puesta en servicio de la subestación GIS de la Central Punta Arenas, lo que amplía el respaldo técnico frente a cualquier contingencia, disminuyendo así las pérdidas operacionales de energía y que demandó un total de \$ 92 millones.

EDELMAG controla el 90% de TV Red S.A., empresa de televisión por cable en la XII Región, abarcando Punta Arenas, Porvenir, Puerto Natales y Puerto Williams; y el 99,99% de Inversa S.A., dedicada a inversiones, prestaciones de servicio y actividades de comercio en general.

En el ejercicio 2014, EDELMAG obtuvo una utilidad de \$ 4.422 millones y repartió dividendos por \$ 3.532 millones a sus accionistas.





	MMArg\$
Ebitda	184
Utilidad	100
Activos	1.274
Pasivos	708
Patrimonio Neto	566

EDET presta servicios de distribución, abastecimiento, comercialización de energía eléctrica, generación aislada y de transmisión exclusiva a usuarios que se conecten a la red de distribución de electricidad en el territorio de la Provincia de Tucumán, República Argentina.

Adicionalmente EDET controla el 80% de la Compañía Eléctrica de Inversiones S.A. (CEISA), la cual posee el 60% de la propiedad accionaria de la Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y de la Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA) que sumado a su participación directa, otorga a EDET el control de 90% de dichas sociedades.

Durante el año 2014, la facturación alcanzó los Arg\$896 millones, siendo un 25,22% superior al año 2013. El número de clientes al término del ejercicio 2014 fue de 476.804, superior en un 2,65% al año anterior, y la energía eléctrica operada fue de 2.348 GWh, un 5,7% superior que el año 2013.

Las pérdidas de energía alcanzaron a 9,1% durante el ejercicio 2014. EDET cuenta con 8.694 km de

redes en BT, 6.118 km de redes en MT y una potencia instalada de 1.102 MVA.

Durante el año 2014 se efectuaron inversiones que ascendieron a Arg\$139 millones. Durante el año en curso, una parte relevante del Plan de Inversiones fue realizado con fondos remitidos por el Estado Nacional, en el Marco del Programa de Convergencia Tarifaria y Reafirmación del Federalismo Eléctrico suscrito entre el Gobierno Nacional y el Gobierno Provincial. El mencionado plan de inversiones incorporó tanto obras de distribución como obras vinculadas al sistema de transporte. Como contrapartida, el Gobierno Provincial se comprometió a mantener sin variaciones las tarifas del servicio durante el año 2014. Sin perjuicio de ello, las revisiones tarifarias extraordinarias que estaban previstas en el contrato de concesión se llevaron a cabo, habiéndose aprobado los Cuadros Tarifarios respectivos, aunque anulando sus efectos sobre los clientes - un incremento acumulado del 27%- por la vigencia del Acuerdo de Convergencia. En este contexto, conforme los procedimientos regulatorios definidos por el ente regulador, se procedió a compensar los ingresos no percibidos por el congelamiento tarifario con los fondos remitidos por el Estado Nacional.

En el ejercicio 2014, EDET obtuvo una utilidad de Arg\$100 millones.

Presidente

Gerardo Mario Frigerio

Directores

Huga Gaido
Mariano López Bustos
Gonzalo Palacios Vásquez
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General

Günther Hofmann Osorio

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima
Cerrada Argentina

Capital Suscrito y Pagado

Arg\$92 millones

Participación CGE

50% (indirecta)

Objeto Social

Generación, distribución y comercialización de energía eléctrica

SAN MIGUEL
DE TUCUMÁN
ARGENTINA




**JUJUI
ARGENTINA**


Presidente
Gerardo Frigerio

Directores
Rubén Bravo
Hugo Gaido
Mariano López Bustos
Gonzalo Palacios Vásquez
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General
EJESA: Ricardo Aversano
EJSSEDA: Carlos Arias

Naturaleza Jurídica
Sociedades Anónimas
Cerradas Argentinas

Capital Suscrito y Pagado
EJESA: Arg\$51 millones
EJSSEDA: Arg\$0,04 millones

Participación CGE
EJESA: 45% (indirecta)
EJSSEDA: 45% (indirecta)

Objeto Social
EJE SA: Distribución de energía eléctrica
EJSSEDA SA: Generación, Comercialización y distribución de energía eléctrica.

	EJESA MMArg\$	EJSSEDA MMArg\$
Ebitda	88	9
Utilidad	26	2
Activos	665	61
Pasivos	426	47
Patrimonio Neto	239	14

La Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA) y la Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSSEDA) desarrollan sus actividades en la provincia de Jujuy, en el extremo norte de la República Argentina, donde poseen concesión exclusiva para la distribución y comercialización de energía eléctrica a clientes que se conecten a sus redes de distribución.

Al cierre del año 2014, la cartera de clientes de EJESA se incrementó en un 3,4%, alcanzando un total de 191.478 clientes. En relación a las ventas físicas de energía, éstas alcanzaron los 765 GWh, lo que implicó un crecimiento de 8% en relación al año anterior.

A diciembre de 2014, EJSSEDA distribuyó energía eléctrica a 4.302 usuarios en el denominado mercado eléctrico disperso sin redes. En el mismo periodo, se comercializaron 0,41 GWh en

este mercado. El número de servicios respecto al ejercicio 2013, disminuyó en 275 servicios (-6,0%), debido fundamentalmente a traspasos de servicios a EJESA por extensiones de redes eléctricas.

Ambas sociedades en su conjunto, poseen una infraestructura eléctrica compuesta de 3.911 km de líneas de media tensión, 3.324 km de líneas de baja tensión y 3.704 subestaciones de distribución de MT/BT, con una potencia instalada de 378,8 MVA.

Con respecto al nivel de pérdidas de energía, éstas alcanzaron a 12,0% en el caso de EJESA, en tanto que EJSSEDA no presenta indicador de pérdidas, debido a que no cuenta con instalaciones de distribución sino que las demandas son abastecidas puntualmente a través de sistemas fotovoltaicos individuales autónomos, bajo el concepto de "Energía Puesta a Disposición".

Durante el año 2014, las inversiones alcanzaron los Arg\$45 millones en EJESA y Arg\$2 millones en EJSSEDA, destinadas a extender y modernizar las redes existentes.

En el año 2014 la utilidad de EJESA alcanzó a Arg\$26 millones y en EJSSEDA los Arg\$2 millones.





	MMArg\$
Ebitda	168
Utilidad	23
Activos	910
Pasivos	637
Patrimonio Neto	274

ENERGÍA SAN JUAN distribuye energía eléctrica en la Provincia de San Juan, en la Región de Cuyo, al oeste de la República Argentina.

El número de clientes atendidos al 31 de diciembre de 2014 alcanzó a 210.547 lo que implica un crecimiento de 2,4% respecto de 2013. La energía suministrada en el ejercicio fue de 1.407 GWh, superior en 8,0% al año 2013.

La infraestructura de distribución de electricidad de ENERGÍA SAN JUAN cuenta con 626 km de líneas de alta tensión, 4.628 km de líneas de media tensión, 4.839 km de líneas de baja tensión y 5.365 subestaciones de distribución de MT/BT, con una potencia instalada de 688 MVA. Con respecto al nivel de pérdidas de energía, éstas alcanzaron a 9,3% al cierre del presente ejercicio.

Durante el año 2014, la tarifa de ENERGÍA SAN JUAN experimentó un incremento del 25,37%, como resultado de las Revisiones Tarifarias Extraordinarias correspondientes al quinquenio 2011 – 2015. No obstante ello, durante todo el período fueron de aplicación a los usuarios finales las tarifas definidas por la Resolución EPRE N° 340/13, emitida por el EPRE a fines del año anterior en coherencia con el “Programa de Convergencia de Tarifas Eléctricas y Reafirmación del Federalismo Eléctrico en la República Argentina”, suscrito por la Nación y la Provincia. De ese modo, los mayores ingresos autorizados a ENERGÍA SAN JUAN, para el primer semestre del año fueron provistos con recursos del Fondo de Contención Tarifario y para el segundo semestre fueron provistos con recursos de la Nación.

Presidente

Gonzalo Palacios Vásquez

Directores

Uriel F. O’Farrell
Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General

Eduardo Tejada Sampaolesi

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima
Cerrada Argentina

Capital Suscrito y Pagado

Arg \$174 millones

Participación CGE

99,99% (indirecta)

Objeto Social

Distribución y comercialización de energía eléctrica

En el año se efectuaron inversiones por Arg\$ 137 millones, destinadas a la ampliación y el mejoramiento del sistema eléctrico de la empresa.

ENERGÍA SAN JUAN generó ganancias por Arg\$ 23 millones en el año 2014.

SAN JUAN
ARGENTINA



ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN

El negocio de transmisión y transformación de energía eléctrica es desempeñado principalmente por la subsidiaria TRANSNET, con una infraestructura de transporte y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Ríos. Esta subsidiaria, en la actualidad, está presente principalmente en la subtransmisión, donde posee aproximadamente el 51% de las líneas del Sistema Interconectado Central (SIC). Todas estas instalaciones representan un valor anualizado de inversiones (AVI) más un costo anual de operación, mantenimiento y administración (COMA) equivalente al 35% del AVI + COMA del total de las instalaciones de subtransmisión del SIC.

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

Por su parte, la subsidiaria EDELMAG también posee instalaciones de transporte y transformación de energía eléctrica que complementan su actividad de distribución en la XII Región.

La demanda física que enfrenta el segmento de la subtransmisión, corresponde principalmente a la energía retirada desde sus redes, equivalente a la demanda requerida por las empresas distribuidoras del GRUPO CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a las inyecciones de energía al sistema de subtransmisión realizadas por empresas de generación. En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas por las empresas del GRUPO CGE.

La subtransmisión eléctrica está regulada por el DFL N°4/20.018 de 2006, que incluye los cambios introducidos por la Ley N°19.940 de 2004, que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo la metodología de cobros según el tipo de instalación de transmisión y definiendo así un nuevo régimen de tarifas, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

Los precios de subtransmisión aplicados el año 2014 fueron fijados mediante el último Decreto de Tarifas de Subtransmisión, publicado el 9 de abril de 2013, que rigen desde el 1 de enero del año 2011 hasta el 31 de diciembre del año 2014, donde se estableció un precio regulado aplicable

a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideraron tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2010 al 2019.

Las instalaciones de subtransmisión son remuneradas por medio de una tarifa que se determina cada cuatro años a través del estudio de subtransmisión, el que considera el valor anual de los sistemas de subtransmisión adaptados a la demanda de los siguientes 10 años. El estudio busca minimizar el costo actualizado de inversión, operación y falla de las instalaciones eficientemente operadas. Asimismo, el referido estudio considera separadamente las pérdidas medias de subtransmisión en potencia y energía, y los costos anuales estándares de inversión, mantención, operación y administración, asociados a las instalaciones. La tarifa resultante, garantiza una rentabilidad anual sobre los activos del 10%, y se ajusta cada 6 meses considerando variables como el índice de precios al productor (IPP), el índice de precios al consumidor (IPC) y los precios internacionales del acero, cobre, y aluminio.

Transmisión y Transformación de Electricidad - GRUPO CGE		Transnet	Emel Norte	Edelmag	Total
Línea de Transmisión en 154, 110 y 66 kV	km	3.404	207	9	3.619
Capacidad de Transformación AT/AT MVA	MVA	3.315	510	-	3.430
Capacidad de Transformación AT/MT MVA	MVA	3.953	510	33	4.276

TRANSNET

GRUPO CGE

III - IV - V - VI
- VII - VIII - IX
- XIV REGIÓN



Presidente

Eduardo Morandé Montt

Directores

Juan Antonio Guzmán Molinari
Gonzalo Palacios Vásquez
Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo
Wilhelm Wendt Glena

Gerente General

Gerardo Illanes Carrasco

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Abierta

Capital Suscrito y Pagado

\$190.955 millones

Participación CGE

99,60% (directa)

Objeto Social

Transporte y transformación de energía eléctrica

	MMS
Ebitda	64.149
Utilidad	18.202
Activos	645.940
Pasivos	272.896
Patrimonio Neto	373.044

TRANSNET es una empresa de transmisión y transformación de electricidad, cuyo negocio está enfocado en proyectar, construir, operar y mantener subestaciones de poder y líneas de transmisión, para prestar un servicio integral, que permita a las empresas distribuidoras, generadoras y clientes libres conectarse al sistema de transmisión troncal del SIC.

Con infraestructuras emplazadas entre la Región de Atacama y la Región de Los Ríos, TRANSNET cuenta con 3.404 kilómetros de líneas, que representan cerca del 47% de las líneas de subtransmisión del SIC, y 173 subestaciones transformadoras que totalizan 8.077 MVA de potencia instalada, constituyendo el 32% de la potencia instalada del SIC, cifras que la posicionan como el principal actor en el sector de la subtransmisión en el país. Al cierre del año 2014, la energía retirada del sistema de subtransmisión de TRANSNET alcanzó a 13.022 GWh, lo que representa un aumento de 4,4% con respecto al año 2013.

Durante el año 2014 TRANSNET realizó inversiones por \$27.091 millones, llevando a cabo un número importante de proyectos de infraestructura eléctrica, orientados a satisfacer los incrementos de demanda, mejorar la calidad del servicio eléctrico, flexibilizar la operación del sistema y optimizar su uso reduciendo el nivel de pérdidas eléctricas.

Se concretaron exitosamente importantes obras como la incorporación de la nueva subestación Duqueco 220/66 kV de 75 MVA y transformación 66/23 kV de 30 MVA en la ciudad de Los Ángeles, conformando así

un nuevo punto de inyección desde 220 kV hacia el sistema Araucanía, la construcción de la nueva línea de 66 kV Loncoche – Villarrica N°2 para apoyar el suministro eléctrico hacia los sectores de Villarrica y Pucón y la construcción de la nueva subestación Gorbea 66/23 kV de 5 MVA, obra destinada a dar crecimiento a los consumos de las empresas distribuidoras Codiner y Frontel. Además, cabe destacar el aumento de potencia 154/66 kV de 50 MVA a 100 MVA en subestación Teno, la incorporación del regulador 66/66 kV de 20 MVA en subestación Linares, así como también el refuerzo de las líneas: Lihueimo – Panahue de zona Cachapoal, Talca – La Palma de zona Maule y Los Ángeles – Negrete de zona Araucanía.

Para satisfacer los crecimientos de demanda de EMELAT, CGE DISTRIBUCIÓN, Frontel y Codiner, se realizaron aumentos de potencia que implican un total de 212 MVA adicionales al sistema de TRANSNET de los cuales 70 MVA corresponden a transformación AT/AT (154/66 kV y 66/66 kV) y 142 MVA a AT/MT (110/MT y 66/MT).

Respecto a obras de transmisión adicional, se construyó el paño de transformación elevador 23/110 kV de 13 MVA en subestación Quelentaro, de zona Melipilla, obra requerida por la empresa Energías Ucuquer para la conexión de su Parque Eólico Ucuquer 2, y la ampliación de subestación Punitaqui, mediante la incorporación de transformación 110/13,2 kV de 20 MVA, para la conexión del cliente Minera Altos de Punitaqui en zona Elqui.

La utilidad del ejercicio 2014 ascendió a \$18.202 millones y se repartieron \$15.432 millones a sus accionistas.



transemel

GRUPO CGE

XV - I - II REGIÓN



Presidente
Eduardo Morandé Montt

Directores
Gonzalo Palacios Vásquez
Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo

Gerente General
Alfonso Toro Guzmán

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
\$6.922 millones

Participación CGE
98,22% (indirecta)

Objeto Social
Transporte y Transformación
de Energía Eléctrica

	MMS
Ebitda	3.083
Utilidad	3.235
Activos	44.970
Pasivos	19.607
Patrimonio Neto	25.363

TRANSEMEL, sociedad subsidiaria de EMEL NORTE, presta servicios de transmisión y transformación de electricidad en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Para ello, cuenta con tres subestaciones de transformación de 220 kV, ubicadas en las ciudades de Arica, Iquique y Antofagasta. Estas subestaciones transforman la energía suministrada por las empresas generadoras y la entregan a las empresas de distribución eléctrica EMELARI, ELIQSA y ELECDA a través de un sistema de transmisión de 66 kV y 110 kV, compuesto por aproximadamente 91 km de líneas y una capacidad de transformación de 510 MVA.

En la actualidad, TRANSEMEL explota sus instalaciones de transmisión y transformación prestando sus servicios a los distintos agentes del Sistema Interconectado del Norte Grande, según lo establecido en el Decreto N° 14 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo publicado el 9 de abril de 2013.

En el año 2014, la gestión de operaciones estuvo focalizada en el desarrollo de ingeniería de varios proyectos de subtransmisión, dentro de los cuales destacan el estudio de factibilidad de suministro San Pedro de Atacama; ingeniería de detalle de la línea 110 kV S/E Cóndores – futura S/E Alto Molle en Iquique; ingeniería para conexión a S/E Calama

de una transmisión adicional correspondiente a un proyecto de generación fotovoltaica de 30 MVA; ingeniería para la conexión en 66 kV en S/E Parinacota, de dos plantas de generación fotovoltaica cada una de 40 MVA; ingeniería para la conexión en 66 kV en S/E Parinacota, de una planta de generación térmica de 37 MVA.

En ejecución de obras durante el ejercicio 2014, destaca el término de la construcción del proyecto de transmisión S/E Calama 220 kV, que permitirá el abastecimiento futuro de la zona y la conexión de importante proyectos de generación con Energía Renovable No Convencional (ERNC).

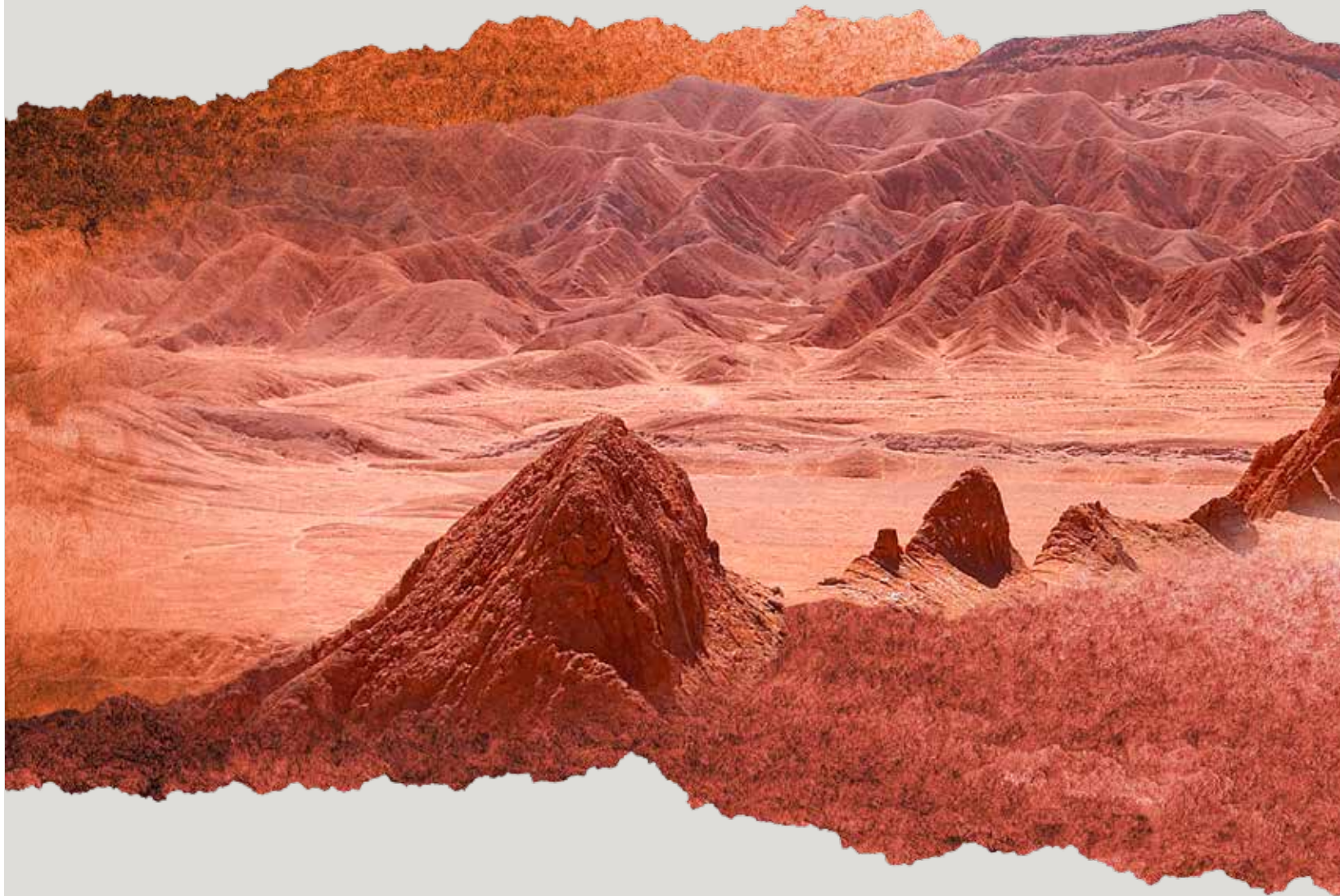
En Antofagasta se terminó la construcción del Tap – Off Uribe 110 kV, que permite un respaldo entre los sistemas de transmisión de la empresa E-CL y TRANSEMEL en la zona. Además se adquirió el terreno y cierre perimetral en el sector de Alto Molle, Iquique, para la futura subestación del mismo nombre.

En materia de proyectos de transmisión adicional, se terminó la construcción de dos paños de 220 kV en subestación Calama, para permitir la conexión de las Plantas Solares San Pedro, las que proyectan una potencia total de generación de 150 MW.

Durante el año 2014 se efectuaron inversiones por \$4.787 millones, los cuales se destinaron esencialmente al proyecto Calama 220 kV.

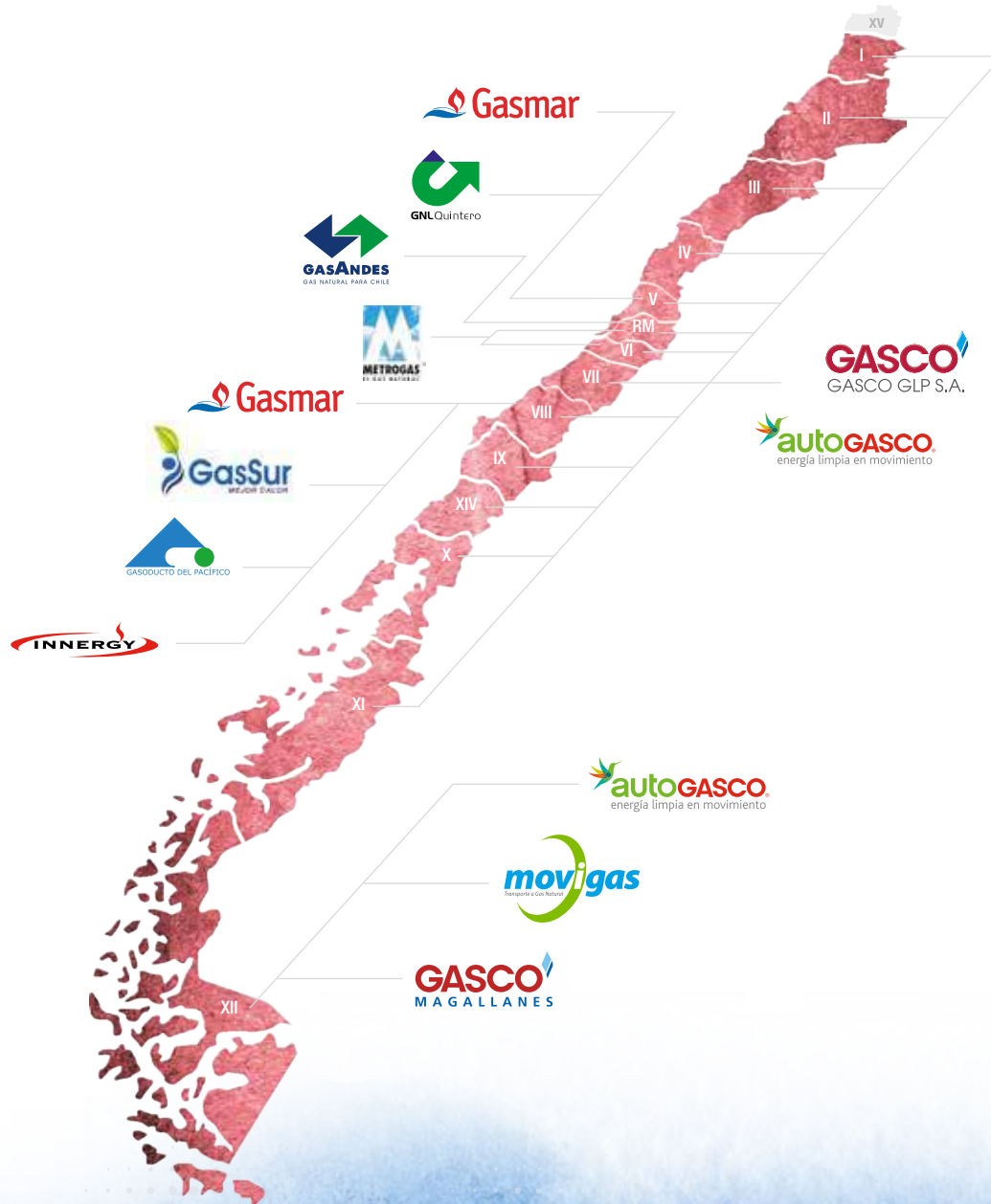
En el ejercicio 2014, TRANSEMEL alcanzó una utilidad de \$3.235 millones y repartió dividendos por \$450 millones a sus accionistas.

SECTOR GAS

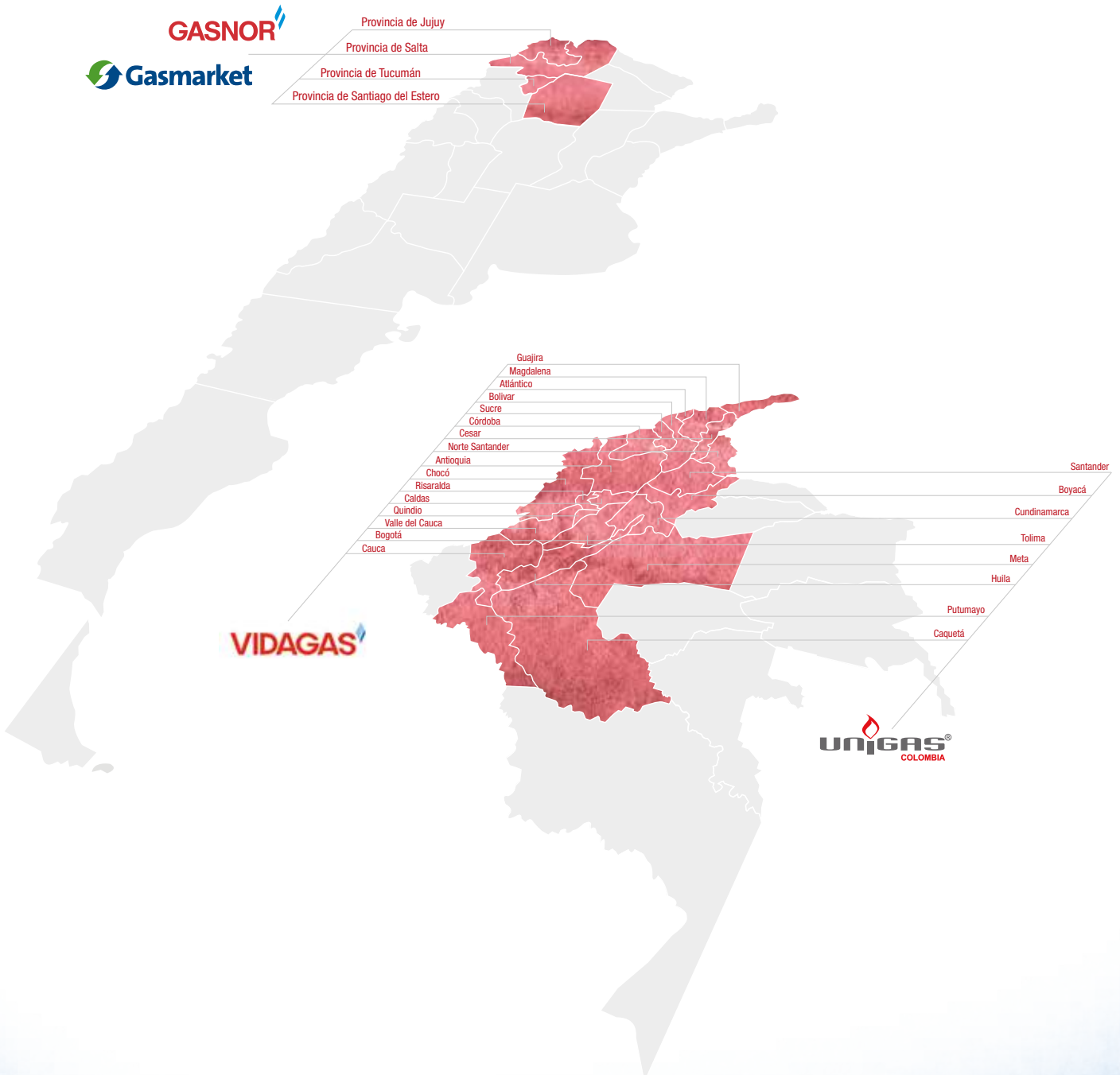


SECTOR GAS

CHILE



ARGENTINA





I-II-III-IV-V-RM-VI-
VII-VIII-IX-X-XI-XII-
XIV REGIÓN



Presidente

Carlos J. Álvarez Fernández

Directores

Antonio Basolas Tena
Sergio de la Cuadra Fabres
Antonio Gallart Gabas
Manuel García Coboleda
Eduardo Morandé Montt
Andrés Pérez Cruz
Matías Pérez Cruz

Gerente General

Ricardo Cruzat Ochagavía

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Abierta

Capital Suscrito y Pagado

\$136.133 millones

Participación CGE

56,62% (directa)

Objeto Social

Producción y Distribución de Gas

	MMS
Ebitda	229.540
Utilidad	53.376
Activos	1.702.789
Pasivos	878.246
Patrimonio Neto	824.544

GASCO, a través de su subsidiaria GASCO GLP y su Unidad de Negocios Gasco Magallanes, está presente en Chile entre las regiones de Tarapacá y Magallanes, distribuyendo gas licuado a clientes residenciales, comerciales e industriales.

Durante el año 2014, GASCO logró ventas de gas licuado a nivel nacional por 307.998 toneladas, lo que se traduce en una participación de mercado a nivel nacional del 27%, manteniendo su liderazgo en la Región Metropolitana.

A través de su subsidiaria GASMAR, importa gas licuado para el mercado nacional. En tanto, la subsidiaria de GASCO, INVERSIONES GLP, participa en la distribución de gas licuado en el mercado colombiano, abasteciendo a 26 de los 32 departamentos del país. Las ventas físicas de gas licuado alcanzaron a 147.989 toneladas, llegando a una participación de mercado en ese país de aproximadamente 21%.

En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa directamente en la XII Región a través de la Unidad de Negocios Gasco Magallanes, por medio de su subsidiaria METROGAS en las regiones Metropolitana y VI, y a través de GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la VIII Región. Asimismo, participa en forma directa en la propiedad de GASODUCTO DEL PACÍFICO, y a través de METROGAS en GASODUCTO GASANDES y en GNL QUINTERO, sociedad que opera el terminal de regasificación de gas natural en Quintero. Además, participa en el negocio de gas vehicular a través de su subsidiaria AUTOGASCO y el servicio de transporte público en la ciudad de Punta Arenas a través de TRANSPORTES E INVERSIONES MAGALLANES.

En Argentina, GASCO participa con el 50% de GASCART sociedad que controla GASNOR, la que abastece de gas natural a las provincias de Salta, Tucumán, Jujuy y Santiago del Estero. Las ventas físicas de gas natural durante el año 2014 alcanzaron a 1.201 millones de m³ en Chile y a 1.846 millones de m³ en Argentina, los que incluyen transporte y distribución.

La inversión materializada en el ejercicio alcanzó a US\$ 148 millones. En el ejercicio 2014, GASCO obtuvo una utilidad de \$53.376 millones y repartió dividendos por \$76.776 millones.



ACTIVIDAD DE GAS LICUADO

La actividad de distribución de gas licuado del GRUPO CGE se encuentra hoy en manos de GASCO y sus subsidiarias, las que distribuyen gas licuado a clientes residenciales, comerciales e industriales entre las regiones de Tarapacá y Magallanes. Durante el año 2014, las ventas consolidadas de gas licuado totalizaron 307.998 toneladas permitiendo a GASCO alcanzar una participación de mercado a nivel nacional de 27%, manteniendo su liderazgo en la Región Metropolitana.

La venta de gas licuado envasado, correspondiente a cilindros de 5, 11, 15 y 45 kilos, se atiende a través de una red de venta directa y de distribuidores, que en su mayoría comercializan en forma exclusiva los productos de GASCO. El segmento granel, corresponde a estanques de gas licuado, y es atendido directamente por la empresa.

	Gasco GLP	Gasco Magallanes	Total Chile
Ventas Físicas (toneladas)	305.716	2.282	307.998

Como parte de su actividad, GASCO formó en 1992 la empresa GASMAR, con el fin de comercializar gas licuado de petróleo (GLP) a compañías distribuidoras mayoristas. GASMAR también presta servicios de carga, descarga, almacenamiento y despacho de GLP en su terminal en Quintero, el respaldo con propano al suministro de gas natural para los clientes residenciales y comerciales de METROGAS y el almacenamiento de volúmenes programados de butano.

A través INVERSIONES GLP, empresa subsidiaria de GASCO, se ingresó en el año 2010 al mercado de distribución de gas licuado de petróleo (GLP) en Colombia, distribuyendo bajo las marcas VIDAGAS, UNIGAS y MONTAGAS. Durante el año 2014 se alcanzó un 21,1% de participación de mercado del gas licuado en Colombia; con una cobertura en 26 de 32 departamentos de ese país y acceso al 80% de la población

El terminal Quintero de GASMAR cuenta con una capacidad total de 145.000 m³, lo que permite manejar simultáneamente propano y butano en diversas proporciones, y con gran flexibilidad. Esta condición refleja el papel de GASMAR como un actor fundamental en la seguridad del sistema energético nacional. Durante el año 2014 se puso en operación el quinto estanque de GASMAR, ampliando la capacidad de almacenamiento en 60.000 toneladas y que significó una inversión de US\$ 28 millones.

Durante el año 2014 las ventas físicas en Colombia ascendieron a 147.989 toneladas. La venta de envasado, con cilindros de 20, 33, 40, 77 y 100 libras (equivalentes a 9, 15, 18, 35 y 45 kg, respectivamente), es atendida a través de una red de venta directa, comercializadores y expendios, mientras que la venta de granel es atendida con carrotanques y tanques estacionarios, e incluye tanto ventas a comercializadores minoristas de GLP como a cliente final.

	Chile	Colombia	Total
Ventas Físicas (toneladas)	307.998	147.989	455.987



I-II-III-IV-V-RM-
VI-VII-VIII-IX-X-
XIV REGIÓN



Presidente
Guillermo Salazar Peña

Directores
Paulina Ugarte Hormazabal
Julio Bertrand Planella

Gerente General
Julio Bertrand Planella

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
\$31.743 millones

Participación CGE
56,62% (indirecta)

Objeto Social
Producción y distribución
de gas

	MMS
Ebitda	24.777
Utilidad	6.745
Activos	262.241
Pasivos	126.865
Patrimonio Neto	135.376

GASCO GLP, subsidiaria de GASCO, distribuye y comercializa gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural licuado (GNL) a clientes residenciales, comerciales, industriales e inmobiliarios entre las regiones de Tarapacá y Aysén, a través de los segmentos envasado y granel.

El segmento envasado ofrece cilindros de 2, 5, 11, 15 y 45 kilos, por medio de una red de venta directa, subdistribuidores exclusivos y operadores sectoristas. En el segmento granel, se abastece a los clientes en forma directa.

Durante 2014, las ventas físicas de GASCO GLP alcanzaron 305.716 toneladas, cifra 1,7% inferior al año anterior. La participación nacional de mercado fue de un 27%, manteniendo el liderazgo en la Región Metropolitana y creciendo en regiones.

En el negocio envasado, y dado el éxito que obtuvo el plan especial que en 2013 se implementó en la zona sur, durante el 2014 se extendió a otras zonas del país. Este modelo, -que contempla locales mejor ubicados y con mayor visibilidad de marca- ha permitido entregar un mejor servicio, lo que se ha reflejado en una importante alza en la satisfacción de los clientes finales, en indicadores como por ejemplo tiempos de entrega.

El área granel, en tanto, superó con creces las metas impuestas para el año en la captación de nuevos clientes comerciales e industriales, y cumplió con su objetivo de fidelizar a los clientes del ámbito industrial, generando eficiencias en sus procesos térmicos. Asimismo, tuvo importantes logros en el cumplimiento de los indicadores de experiencia de servicio, y desarrolló un área de eficiencia energética que le ha permitido diferenciar la oferta para proyectos de GLP y GNL.

El área de negocios inmobiliarios continuó prospectando y captando con éxito nuevas unidades para el negocio de medidores, a pesar de la contracción en algunas zonas del país en términos de oferta de nuevos proyectos. Es así como logró concretar emblemáticos proyectos tanto de primera como segunda vivienda con las principales constructoras e inmobiliarias nacionales, acorde con el crecimiento en altura de las principales ciudades del país.

Como en años anteriores, GASCO GLP obtuvo importantes reconocimientos gracias a las iniciativas de innovación y servicios realizadas durante el 2014. Destaca la obtención del 1er lugar entre las grandes empresas de Distribución de Energía y Combustible, en el ranking Most Innovative Companies Chile 2014, que entrega la Escuela de Negocios de la Universidad de los Andes (ESE). A eso se suma un distinguido 2º lugar entre las empresas del sector "Energía y Distribución" que participaron en la Medición Empresarial de Reputación Corporativa (Merco) 2014, lo que la consolida como una de las marcas más respetadas del país.

Durante el ejercicio 2014, GASCO GLP realizó inversiones por \$16.667 millones, orientadas principalmente al desarrollo del mercado inmobiliario, al crecimiento y a la mantención del negocio de envasado y granel.

Al 31 de diciembre de 2014, GASCO GLP alcanzó una utilidad de \$6.745 millones, repartiendo durante el año dividendos por \$6.040 millones.



	MMUS\$
Ebitda	61
Utilidad	45
Activos	152
Pasivos	67
Patrimonio Neto	84

GASMAR desarrolla su actividad en el mercado del gas licuado de petróleo (GLP). Su principal línea de negocio es la comercialización mayorista de GLP a compañías distribuidoras, junto con su contrato de servicios de respaldo con METROGAS.

En su rol de comercializador de gas licuado, GASMAR contrata el suministro en el mercado internacional, y luego descarga y almacena el producto en su terminal refrigerado ubicado en Quintero, que cuenta con una capacidad de almacenamiento de 145 mil m³. Dicho producto es posteriormente transportado por gasoductos o camiones a las instalaciones de sus clientes entre la II y VII Región. Además, tiene un contrato de servicios de terminal con HUALPÉN GAS, en la VIII Región, donde opera buques y comercializa GLP para sus clientes en la zona sur. Allí cuenta con 40 mil m³ adicionales de almacenamiento.

En el 2014, GASMAR importó 22 cargamentos sumando un total de 750 mil toneladas, provenientes principalmente de Estados Unidos. De éstas un 49% fue abastecido por un contrato suscrito con Petredec, y el 51% restante mediante cargamentos spot comprados a proveedores

internacionales de GLP tales como Petredec, Statoil, Vitol y Sunoco.

GASMAR ha cubierto las necesidades logísticas de la totalidad del volumen de GLP que se opera en el país por vía marítima, entregando a sus clientes el más alto estándar de calidad. De las 750 mil toneladas importadas, 622 mil toneladas fueron descargadas en el Terminal GASMAR y 128 mil toneladas en el Terminal HUALPÉN GAS. Dicho volumen representa aproximadamente el 65% de la demanda nacional de GLP. Las ventas de gas licuado alcanzaron las 742 mil toneladas, un 3,5% más que el año anterior.

En noviembre de 2014 entró en operación el quinto estanque de almacenamiento refrigerado con una capacidad de 60 mil m³, sumando una capacidad total en el terminal de Quintero de 145 mil m³, como se mencionó anteriormente. El proyecto se desarrolló durante dos años y la inversión fue de US\$32 millones.

En 2014, GASMAR cumplió 5 años sin accidentes con tiempo perdido, por lo que la empresa fue premiada por la ACHS. Cabe destacar que durante la construcción del proyecto de ampliación del terminal trabajaron hasta 230 personas.

La utilidad del ejercicio 2014 fue de US\$45,1 millones, un 22% menor a la del año anterior. Durante el año se repartieron dividendos por un total de US\$63,8 millones.

Presidente

Ricardo Cruzat Ochagavía

Directores

Mauricio Balbontín O’Ryan
Carmen Figueroa Deisler
Jorge Ferrando Yañez
Enrique Ide Valenzuela
Eduardo Navarro Beltrán
Michael Schröder Seemann

Gerente General

Jaime Ugarte Palacios

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

US\$7,9 millones

Participación CGE

28,88% (indirecta)

Objeto Social

Construir y explotar comercialmente un terminal de embarque, desembarque y almacenamiento de graneles líquidos y gases licuables, y la compra, venta y transporte de los mismos

V REGIÓN VALPARAÍSO





INVERSIONES GLP S.A.

Presidente
Ricardo Cruzat Ochagavía

Directores
Mauricio Balbontín O’Ryan
Julio Bertrand Planella
Matías Pérez Cruz
Julio Puente
Juan Guillermo Serna Valencia

Gerente General
Martín Mora Gelves

Naturaleza Jurídica
Sociedad por Acciones
Simplificadas. Empresa de
Servicios Públicos

Capital Suscrito y Pagado
COP\$155.712 millones

Participación CGE
39,66% (indirecta)

Objeto Social
Distribución, comercialización
y suministro al por mayor y a
granel de gas licuado de petróleo

	MMCO\$
Ebitda	28.957
Pérdida	(17.331)
Activos	386.083
Pasivos	264.380
Patrimonio Neto	121.703

INVERSIONES GLP S.A.S E.S.P., empresa colombiana subsidiaria de GASCO, es propietaria del 70% de UNIGAS y también del 33,3% de MONTAGAS. Las tres empresas se dedican a la distribución y comercialización de GLP en el mercado colombiano.

Este grupo de tres empresas tiene el 21% del mercado de gas licuado en Colombia, con presencia en 26 de los 32 departamentos de ese país y acceso al 80% de la población a través de las marcas VIDAGAS, UNIGAS y MONTAGAS.

Las ventas físicas del grupo durante 2014 alcanzaron a 147.989 toneladas de GLP a usuarios finales. Estas ventas se generan a través del canal envasado, con venta de cilindros en formatos de 10-20-33-40-77 y 100 libras (equivalentes a 4,5-9-15-18-33 y 45 kg, respectivamente), y del canal granel con ventas a residenciales y comerciales.

En el 2014, INVERSIONES GLP consolidó una estructura comercial de granel a nivel nacional, realizando inversiones en tanques estacionarios por US\$0,98 millones, logrando con ello un crecimiento en ventas en este canal del 32%.

En el área de envasado se compraron cilindros por valor de US\$3,5 millones y se realizaron negociaciones por US\$0,2 millones para comprar mercados de comercializadores minoristas que representan ventas por 200 Ton/mes. También se ingresó a nuevos mercados en zonas donde no había presencia.

La labor del 2014 se concentró en recuperar mercado perdido por efectos de la disminución de precios y establecer los mecanismos para sostenerlo, logrando un crecimiento en las ventas del 3% frente a la industria que solo creció el 0,7%. Los retos inmediatos tienen foco en la optimización de la estructura de distribución, mayor participación en la venta directa y fortalecimiento de las marcas. Internamente se trabaja para consolidar la cultura y el clima organizacional, con énfasis en el desarrollo del talento humano, labores de identidad y lealtad, partiendo de personas altamente comprometidas con las empresas.

El gremio en Colombia, ha mostrado avances basados en la gestión que la asociación “GASNOVA” realiza ante los entes gubernamentales con el objetivo de promover el uso de GLP, revisar las aplicaciones que aún no están reglamentadas como lo es el uso de GLP vehicular, el reconocimiento del sector y la participación activa en los temas regulatorios en beneficio del GLP.

El resultado del ejercicio de INVERSIONES GLP fue de una pérdida de COP\$17.331 millones.



ACTIVIDAD DE GAS NATURAL



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

En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa en esta actividad a través de sus empresas relacionadas METROGAS, en las regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la Región del Bío Bío y la unidad de negocios Gasco Magallanes en la Región de Magallanes.

Al finalizar el año 2014, el número total de clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR, INNERGY

y Gasco Magallanes alcanzó a 661.238, mientras que GASNOR provee de gas natural a 491.076 clientes.

GASCO también participa en el transporte de gas natural a través de GASODUCTO DEL PACÍFICO y GASANDES, y del terminal de regasificación de GNL en Quintero, a través de la subsidiaria METROGAS. El comienzo de la operación de este terminal permitió terminar, a partir del segundo semestre de 2009, con la dependencia del gas natural proveniente de Argentina.

Adicionalmente, GASCO participa en la comercialización de gas vehicular a través de AUTOGASCO y en la prestación de servicio de transporte público mayor, mediante una flota de 61 buses a gas natural, en la ciudad de Punta Arenas, a través de MOVIGAS.

Gas Natural	Metrogas	Gas Sur	Innergy	Gasco Magallanes	Total Chile
Ventas Físicas millones de m ³ (*)	791	25	29	385	1.230
Nº de clientes	578.941	29.221	21	53.055	661.238

(*) No incluye ventas a las eléctricas.

En el noreste de Argentina, se distribuye gas natural a través de las sociedades GASMARKET y GASNOR, Esta última distribuye gas natural a 491.076 clientes en la zona comprendida por las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero. En el año 2014, GASNOR alcanzó ventas físicas de 1.846 millones de m³.

Gas Natural	Chile	Argentina(*)	Total
Ventas Físicas (millones m ³)	1.230	1.846	3.076
Nº de clientes	661.238	491.076	1.152.314

(*) Corresponde a Gasnor


**VI REGIÓN
- RM**


Presidente
Antonio Basolas Tena

Directores
Sergio Aranda Moreno
Eduardo Cabello Correa
Ricardo Cruzat Ochagavía
Jorge Ferrando Yáñez
Manuel García Cobaleda
Rodrigo Huidobro Alvarado
Juan Ignacio Langlois Margozzini
Andrés Lehuedé Bromley
Eduardo Morandé Montt

Gerente General
Victor Turpaud Fernández

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
\$187.097 millones

Participación CGE
29,35% (indirecta)

Objeto Social
Fabricación y distribución de gas

	MMS
Ebitda	150.338
Utilidad	82.685
Activos	918.437
Pasivos	433.122
Patrimonio Neto	485.315

METROGAS distribuye gas natural en el mercado residencial, comercial e industrial en la Región Metropolitana (RM) y también tiene presencia en la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins.

Desde el último trimestre del año 2009, el abastecimiento de gas natural se realiza en un 100% a través del terminal de regasificación de GNL QUINTERO, el cual procesa el gas importado desde diversos proveedores, eliminando la dependencia del mercado argentino.

Durante el año 2014, METROGAS alcanzó ventas por más de 337 millones de m³ en el segmento residencial y comercial, mientras que en el segmento industrial las ventas fueron de 454 millones de m³. Considerando las ventas a eléctricas, las ventas totales fueron de 1.138 millones de m³, un 12% más que en 2013. Al 31 de diciembre de 2014, la sociedad alcanzó un total de 578.941 clientes.

Las principales inversiones de METROGAS durante el año 2014 corresponden a la construcción de redes de distribución de gas natural y la conexión de clientes inmobiliarios, para lo cual se invirtieron

\$42.600 millones, de los cuales \$15.456 millones corresponden al mercado residencial comercial. Junto a lo anterior se agregaron 85 km de nuevas redes para gas natural y relining de tuberías de gas de ciudad, alcanzando un total de 5.257 km.

El 13 de enero de 2014 se dio inicio a los trabajos de extensión de la red de gas natural a la Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. Los trabajos contemplaron una primera etapa de 12 kilómetros, que une a las comunas de Rancagua y Machalí. El plan de la empresa es sumar nuevos clientes en dichas comunas y busca incluir potenciales desarrollos industriales, residenciales y comerciales. La llegada del gas natural a la Región permitirá atenuar los altos índices de contaminación ambiental que ha presentado la zona.

METROGAS recibió nuevamente el primer lugar del Premio Nacional de Satisfacción de Clientes, entregado por ProCalidad y Revista Capital. También, fue reconocida como una de las cuatro empresas más respetadas del país en la preocupación por el medio ambiente, según ranking realizado por GfK Adimark, además de ser reconocida por la Asociación Chilena de Seguridad (ACHS) como una de las seis grandes empresas más seguras para trabajar en Chile.

Durante el ejercicio 2014, METROGAS obtuvo una utilidad de \$82.685 millones y repartió dividendos por un total de \$103.415 millones.



	MMS
Ebitda	5.099
Utilidad	935
Activos	67.345
Pasivos	39.967
Patrimonio Neto	27.378

GAS SUR distribuye gas natural a clientes residenciales y comerciales en la Región del Bío Bío, particularmente en las comunas de Concepción, Talcahuano, Hualpén, Chiguayante, San Pedro de La Paz y Los Ángeles.

La mayor parte de su abastecimiento se realiza por medio de camiones con GNL que es regasificado en la Planta Satellite de Regasificación de Pemuco, para luego ser transportado a través de GASODUCTO DEL PACÍFICO. Sólo una mínima proporción viene desde Argentina. Además, a partir del año 2009, la empresa opera la Central Newen, central termoeléctrica ubicada en las instalaciones de GAS SUR, en el sector Cuatro Esquinas de Talcahuano, que cuenta con una turbina de generación a gas de 15 MW.

Al cierre del ejercicio, los clientes facturados alcanzaron un total de 29.221, cifra 1,6% superior al año anterior, mientras que las ventas físicas alcanzaron 25 millones de m³. La generación eléctrica alcanzó a 25,1GWh, cifra superior en un 67% a la generación del año anterior, debido al mayor despacho registrado durante el año.

Al igual que en años anteriores y dado el permanente desarrollo de la región, GAS SUR ha continuado trabajando fuertemente para atender nuevos proyectos inmobiliarios, como también en el área comercial, aportando conocimiento y experiencia en la gestión, orientada a brindar

soluciones técnicas que ayuden a mejorar la factibilidad y eficiencia de las instalaciones.

Por otra parte, durante el año 2014 se realizó la segunda etapa de renovación de redes de gas en Concepción, obra de intervención en la vía pública destinada a modernizar el anillo de abastecimiento de la zona céntrica de Concepción. Estos trabajos tienen como objetivo mejorar la seguridad de la red, aumentar la vida útil del tendido y asegurar el correcto suministro a esta zona de la ciudad.

También, durante el año 2014 se realizó la migración de los sistemas financieros y contables de GAS SUR al sistema SAP, el que ha permitido dar un soporte más eficiente y seguro a las operaciones contables y administrativas. Además, se han destinado importantes esfuerzos a la implementación de políticas enfocadas a la atención de clientes, tales como el desarrollo de un modelo de calidad de servicio orientado a mejorar la relación con los actuales clientes, así como el aumento de las ofertas y planes tarifarios, con el fin de dar mejor respuesta a los requerimientos de sus clientes.

En este sentido, durante el ejercicio 2014, la empresa realizó inversiones por aproximadamente \$1.975 millones, las cuales estuvieron orientadas principalmente a la conexión de nuevos clientes. Por otra parte, GAS SUR extendió su red de distribución en 16,6 km, con lo cual el sistema completo de distribución alcanza actualmente un total de 767 km.

Durante el ejercicio 2014, GAS SUR obtuvo una utilidad de \$935 millones y no repartió dividendos a sus accionistas.

Presidente

Claudio Cordova Jara

Directores

Pablo Carreño Ahumada

Sergio Zañartu Ureta

Gerente General

Sergio Zañartu Ureta

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

\$16.563 millones

Participación CGE

56,62% (indirecta)

Objeto Social

Producir, transportar, distribuir y comercializar gas por red y generación eléctrica.

VIII REGIÓN BÍO BÍO





GNL Quintero

**V REGIÓN
VALPARAISO**

Presidente
Francisco Gazmuri Schleyer

Directores
Sultán Al Bartamani
Marco Arróspide Rivera
José Antonio de las Heras Alonso
Juan Oliva Vásquez

Gerente General
Antonio Bacigalupo Gittins

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
MUS\$114.058

Participación CGE
5,87%(indirecta)

Objeto Social
Construcción y explotación de un
terminal de regasificación de gas
natural licuado

	MMUS\$
Ebitda	164
Utilidad	31
Activos	1.146
Pasivos	1.021
Patrimonio Neto	125

El terminal de GNL QUINTERO se emplaza en la bahía del mismo nombre en la Quinta región, y es la principal fuente de abastecimiento de gas natural de la zona central. Cuenta como equipamiento principal con un muelle de 1.878 m de largo, el que permite descargar buques metaneros de hasta 265.000 m³ de GNL; 3 tanques criogénicos con capacidad para almacenar 310.000 m³ de GNL neto en total; un área de regasificación del GNL que consta de dos vaporizadores de agua de mar (ORV), capaces de re-gasificar el equivalente a 10 millones de m³ de gas natural por día, y de un tercer vaporizador de combustión sumergida (SCV) que es utilizado como respaldo, capaz de vaporizar 5 millones de m³ de gas natural por día.

A nivel nacional, GNL QUINTERO durante el año 2014 logró una operación segura, confiable y eficiente, entregando el 100% del gas natural y GNL demandado por los clientes, los que representaron prácticamente el total del suministro de gas natural a la zona central de Chile, incluyendo el necesario para generar el 15% de la electricidad del SIC. Se prevé un rol cada vez más importante para el GNL en la matriz energética de Chile, y

en particular en la zona central, lo que podría generar nuevas oportunidades de crecimiento para la empresa.

El 2014 se descargaron 37 barcos de GNL, llegando a un total de 180 barcos acumulados desde el inicio de operaciones.

Durante el 2014 se inició la ampliación de la capacidad de regasificación del terminal, cuya inversión asciende a US\$25 millones, la que consiste en la instalación de un nuevo tren de vaporización, que permitirá aumentar en un 50% la capacidad de regasificación del terminal, alcanzando un total de 15 millones de m³/día en base. Dicha inversión está programada para entrar en operaciones durante el primer trimestre de 2015.

Por otra parte, la ampliación de la capacidad de carga de camiones cisterna, cuya inversión asciende a US\$7 millones, consiste en la instalación de dos nuevas islas de carguío de GNL, lo que permitirá duplicar la capacidad de carga, llegando a 2.500 m³ diarios de GNL, equivalente a 1,5 millones de m³ de gas natural (50 camiones por día). La puesta en marcha de sus operaciones se llevó a cabo en junio de 2014.

En el ejercicio 2014, la sociedad registró una utilidad de US\$31,1 millones.

GASNOR

	MMArgGS
Ebitda	3
Pérdida	(7)
Activos	255
Pasivos	151
Patrimonio Neto	105

GASNOR presta el servicio de distribución de gas natural por redes en la República Argentina en las provincias de Salta, Jujuy, Santiago del Estero y Tucumán. La actividad principal de GASNOR se centra en la distribución de gas natural a clientes residenciales, comerciales, industriales y centrales térmicas.

Durante el año 2014, GASNOR habilitó un total de 377 km de nuevas redes y gasoductos totalizando la cantidad de 10.829 km, y alcanzó una base total de 491.076 clientes, que representa un incremento de 4% en comparación al año anterior, crecimiento experimentado especialmente en el sector residencial.

Las ventas físicas del ejercicio en modalidad venta directa y transporte, fueron aproximadamente de 1.846 millones de m³ de gas natural, lo que implica una disminución del 3% respecto al año 2013, debido un invierno más cálido.

En el mercado vehicular, durante el ejercicio se habilitaron 4 nuevas estaciones de GNC, cifra

que significa un incremento del 2% con respecto al año anterior, totalizándose la cantidad de 210 estaciones.

Con fecha 7 de abril de 2014, la sociedad fue notificada de la Resolución ENARGAS I/2845/14 que aprueba nuevos cuadros tarifarios, que incluyen incrementos en la tarifa de distribución, transporte y precios de gas en boca de pozo; con vigencia a partir del 1 de abril de 2014, 1 de junio de 2014 y 1 de agosto de 2014. Los mismos contemplan incentivos para el ahorro e incrementos escalonados en cada una de estas fechas, y en consecuencia, incrementos escalonados de precios con valores diferenciales para los usuarios residenciales y comerciales.

Respecto del aumento en la tarifa de distribución, la resolución comentada hace referencia a los Acuerdos de Renegociación suscritos por GASNOR con la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), destacando el procedimiento de aprobación de los mismos, en el marco del Proceso de Renegociación (Audiencia Pública, aprobación de la Procuración del Tesoro de la Nación, de la Sindicatura General de la Nación y del Congreso).

Durante el ejercicio 2014, GASNOR alcanzó una pérdida de Arg\$ 7 millones.

Presidente

Gerardo Mario Frigerio

Directores

Ricardo Cruzat Ochagavía
Hugo Gaido
Mariano López Bustos
Matías Pérez Cruz
Guillermo Walter Klein

Gerente General

Hugo Calegari

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada
Argentina

Capital Suscrito y Pagado

Arg\$236 millones

Participación CGE

28,31% (indirecta)

Objeto Social

Prestación de servicio público de distribución de gas natural por cuenta propia o de terceros, asociada a terceros en el país

PROVINCIAS DE
SALTA, JUJUY,
SANTIAGO DEL
ESTERO Y TUCUMÁN
REPÚBLICA
ARGENTINA





PROVINCIAS DE
SALTA, JUJUY,
SANTIAGO DEL
ESTERO Y TUCUMÁN
REPÚBLICA
ARGENTINA



Presidente
Gerardo Mario Frigerio

Directores
Rodolfo Freyre Duggan
Guillermo Walter Klein

Gerente General
Eduardo Carrizo
Konstantinoff
Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima
Cerrada Argentina

**Capital Suscrito y
Pagado**
Arg\$0,7 millones

Participación CGE
28,31% (indirecta)

Objeto Social
Comercializadora de
gas natural y, venta de
materiales y equipos
relacionados

	MMArg\$
Ebitda	16
Utilidad	14
Activos	121
Pasivos	99
Patrimonio Neto	23

GASMARKET es la principal comercializadora de gas natural y de productos y servicios energéticos relacionados, de la región del noroeste argentino (NOA). La empresa en la actualidad vende y gestiona gas natural para el 54% del mercado industrial del NOA (industria azucarera, citrícola, cerámica, química, minera y metalmeccánica) y al 3% de la demanda industrial de Argentina.

Como comercializadora de productos, GASMARKET provee materiales y accesorios para redes externas e internas de gas, redes de incendio y redes internas de agua. También es proveedora de equipamiento domiciliario, comercial e industrial para climatización (cocinas, calefones, calefactores, termotanques, entre otros). Se ha incorporado la Unidad de Negocios de Distribución de Materiales, con el objetivo de atender a pequeños comercios del rubro de la construcción del interior de las provincias donde GASMARKET tiene presencia.

El invierno 2014 fue cálido, razón por la cual no se produjeron restricciones importantes en el consumo de gas industrial (en comparación con años anteriores). La caída de la producción local de gas hizo que los productores que abastecen a GASMARKET dispusieran de menores volúmenes para abastecer la demanda industrial. Obligados a priorizar la demanda residencial. GASMARKET, realizó los acuerdos comerciales con proveedores y clientes que permitió cumplir, no sólo con las obligaciones asumidas con estos, sino también mejorar los ingresos de la empresa.

Las ventas de gas natural fueron inferiores en un 16% respecto del año 2013, debido a un menor consumo de gas del sector tabacalero, de Central Térmica Genelba y la industria citrícola en general (debido a la escasez de fruta), compensado en parte por un mayor consumo de la industria azucarera.

Las ventas de materiales mostraron durante el 2014 un crecimiento en volumen del 5% respecto al 2013, destacando el crecimiento del 11% en el segmento Gasodomestico,

GASMARKET obtuvo una utilidad en el ejercicio 2014 de Arg\$ 14 millones y repartió dividendos a sus accionistas por un total de Arg\$7,35 millones.



	MMUS\$
Ebitda	7
Utilidad	8
Activos	50
Pasivos	32
Patrimonio Neto	18

INNERGY HOLDINGS es una empresa comercializadora de gas natural, que abastece al mercado industrial y a las empresas distribuidoras de gas natural residencial y comercial de la Región del Bio Bío.

La empresa mantiene contratos de suministro de largo plazo desde la cuenca de Neuquén en Argentina, tanto de gas como de transporte, con el consorcio YPF – Pan American Energy y con GASODUCTO DEL PACIFICO, respectivamente.

Las zonas abastecidas directamente con gas natural por INNERGY HOLDINGS son Talcahuano, Penco, Lirquén, Laja, Nacimiento, Coronel, Arauco, Nueva Aldea, Pemuco y Charrúa.

A partir de 2011, presta servicios de operación de una planta satélite de regasificación (PSR) de GNL en la comuna de Pemuco, Región del Bio Bío, de propiedad de ENAP.

El inicio de operaciones de la Planta Satélite de Regasificación de ENAP en 2011, le ha permitido a INNERGY HOLDINGS contar con una nueva fuente de suministro de gas natural, reduciendo costos y diversificando las fuentes de suministro de este combustible.

Durante 2014 las ventas físicas anuales de gas natural alcanzaron 28,9 millones de m³ registrando una disminución de 44% respecto al año anterior.

En diciembre de 2014 se oficializó la venta de la participación accionaria de Transcanada International a GASCO, pasando esta última a ser socio controlador en INNERGY HOLDINGS, con el 60% de participación.

El resultado obtenido por INNERGY HOLDINGS durante el ejercicio 2014 fue de US\$8,2 millones y no repartió dividendos a sus accionistas.

Presidente

Carmen Figueroa Deisler

Directores

Cristián Aguirre Grez
Mauricio Balbontín O’Ryan
María Paulina Brain Santander
Rodrigo Bloomfield Sandoval
Eduardo Cabello Correa
Rodolfo Freyre Duggan
Pablo Garzón Duarte
Alvaro Heralconi

Gerente General

Patricia Palacios Mackay

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

US\$192 millones

Participación CGE

33,97% (indirecta)

Objeto Social

Adquisición, transporte, distribución y comercialización de gas natural por red, a través de sociedades de personas o de capital

VIII REGIÓN BÍO BÍO





VIII REGIÓN BÍO BÍO

Presidente
Carmen Figueroa Deisler

Directores
Claudio Aldana
Cristián Aguirre Grez
Mauricio Balbontín O'Ryan
María Paulina Brain Santander
Rodrigo Bloomfield Sandoval
Eduardo Cabello Correa
Rodolfo Freyre Duggan
Pablo Garzón Duarte
Alvaro Herculoni

Gerente General
Rodolfo Freyre Duggan

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
US\$106 millones

Participación CGE
33,97% (indirecta)

Objeto Social
Transporte de gas natural

	MMUS\$
Ebitda	7
Utilidad	18
Activos	86
Pasivos	40
Patrimonio Neto	46

GASODUCTO DEL PACÍFICO es una empresa transportadora de gas natural, compuesta por las sociedades Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd., Gasoducto del Pacífico S.A. y Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.

Desde 1999 presta servicio de transporte de gas natural vía gasoducto, desde la provincia de Neuquén, Argentina, a la Región del Bío Bío en Chile. Además, transporta gas natural hacia la red local de gasoductos argentinos y gas natural proveniente del Terminal de GNL Quintero desde la planta de regasificación de Pemuco a la Refinería Bío Bío de Enap.

El gasoducto tiene una extensión total de 543 km, sin incluir los ramales, y su construcción requirió una inversión total de US\$319 millones. El gas natural transportado a la Octava Región permite

abastecer de esta fuente energética principalmente a los sectores industriales, forestales, pesqueros, y a centrales de generación eléctrica. Asimismo, contribuye a satisfacer la demanda del mercado residencial en las principales ciudades de la región, con todas las ventajas económicas y ambientales que representa este tipo de combustible.

En diciembre de 2014 se oficializa la venta de la participación accionaria de Transcanada International a GASCO, pasando esta última a ser socio controlador en Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A. con el 60% de participación, y en Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. con el 56,7%.

Durante el año 2014, por Chile se transportaron 6,3 millones de m³ estándar de gas natural, desde Argentina hacia la Región del Bío Bío. Por otro lado, desde la Planta Satélite de Regasificación (PSR) de Enap ubicada en Pemuco, se transportaron 192,2 millones de m³ de gas natural hacia la refinería.

El resultado de GASODUCTO DEL PACÍFICO durante el ejercicio 2014 fue una utilidad de US\$18 millones.





	MMS
Ebitda	111
Pérdida	(3.802)
Activos	20.058
Pasivos	22.421
Patrimonio Neto	(2.363)

AUTOGASCO es líder en la comercialización y distribución de gas vehicular GLP y GNC a través de la operación de estaciones de servicio a lo largo de todo Chile, ofreciendo a sus clientes un producto amigable con el medio ambiente, seguro, y más económico.

Durante el año 2014, AUTOGASCO incrementó su red de estaciones de servicio en 12 puntos de venta, llegando a tener un total de 59 a lo largo del territorio nacional, consolidándose una vez más como la empresa con mayor cobertura de gas vehicular en Chile.

Siguiendo con su objetivo de incrementar el parque de vehículos a gas a nivel nacional, AUTOGASCO realizó la conversión de un total de 1.178 vehículos a GLP y 1.248 vehículos a GNC concentrándose este último segmento en la Región Metropolitana.

El volumen de ventas alcanzado durante el 2014 fue de 13.317 toneladas de GLP, que implica un decrecimiento de 6% respecto al año 2013, y de 14,4 millones de m³ de GNC, que equivale a un crecimiento de 19% respecto al 2013.

En el ejercicio 2014, se realizaron inversiones por \$3.788 millones, de los cuales el 23% corresponde a inversión en kit de conversión para vehículos a GLP, 30% a estaciones de servicio y un 47% a otros proyectos.

Cabe destacar la alianza que AUTOGASCO ha desarrollado con la empresa Distribuidora de Combustibles Líquidos Petrobras S.A., donde ya suman un total de 16 estaciones de servicio a lo largo de todo Chile. Esta alianza se inició a fines del año 2013, y durante el 2014 se implementaron la gran mayoría de estas estaciones bajo este formato, llegando a representar el 29% de la venta de la empresa. Estas estaciones han permitido a los clientes de AUTOGASCO poder abastecerse de gas vehicular en ubicaciones estratégicas, con acceso a servicios complementarios, como tiendas y lavados, ofreciendo un mayor nivel de atención y servicio.

Uno de los proyectos emblemáticos durante el 2014, fue la apertura de la primera Estación Dual GNC y GLP en la zona oriente de Santiago, ubicada en la Rotonda Atenas, en la comuna de Las Condes, que también se enmarca dentro de la alianza comercial con Petrobras, y que permite a AUTOGASCO ampliar su red a una nueva zona que no contaba con abastecimiento de este combustible.

Cabe destacar el lanzamiento de la campaña de marca "TeamAutoGasco", que ha servido de plataforma para la entrega de beneficios y servicios a sus clientes, desde la conversión de sus vehículos hasta el servicio post venta, con el objetivo de aumentar la fidelización. Esta campaña se extenderá también durante el año 2015.

El resultado del ejercicio de AUTOGASCO para el año 2014 fue de una pérdida de \$3.802 millones, destacándose un EBITDA positivo de \$111 millones.

Presidente

Cristián Aguirre Grez

Directores

María Paulina Brain Santander
Manuel José Bennett Guzmán

Gerente General

Manuel Bennett Guzmán

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

\$5.857 millones

Participación CGE

56,62% (indirecta)

Objeto Social

Distribución y venta de gas de uso vehicular

I-II-III-IV-V-
RM-VI-VII-
VIII-IX-X-XIV
REGIONES




**XII REGIÓN
MAGALLANES**

Presidente
Rodolfo Freyre Duggan

Directores
Lorenzo Davico Maggi
Jaime Yanguas Martin

Gerente General
Samuel Redel Matz

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
\$3.200 millones

Participación CGE
48,13% (indirecta)

Objeto Social
Prestación de servicios de
transporte público y privado de
pasajeros y carga

	MMS
Ebitda	(353)
Pérdida	(2.559)
Activos	456
Pasivos	1.971
Patrimonio Neto	(1.515)

Transportes e Inversiones Magallanes S.A., es una empresa de transporte público urbano pionera en su clase en Chile, por contar con una flota compuesta exclusivamente por buses a gas natural.

Esta subsidiaria de GASCO, que opera comercialmente bajo la marca MOVIGAS, inició la prestación de servicios de transporte público en la ciudad de Punta Arenas el 31 de mayo de 2010, tras más de veinte años sin buses para la movilización de la población en esa ciudad.

MOVIGAS nace como una respuesta a la licitación pública del gobierno, convocada para operar cuatro líneas urbanas por un período de cinco años, cuyo

objetivo es dar una solución de transporte a la comunidad, fundamentalmente a los estudiantes de Punta Arenas.

Al 31 de diciembre de 2014, la empresa cuenta con 61 buses para 50 pasajeros, siendo la primera flota en Sudamérica equipada con tecnología de emisiones que cumple las normas Euro V y EPA 2010.

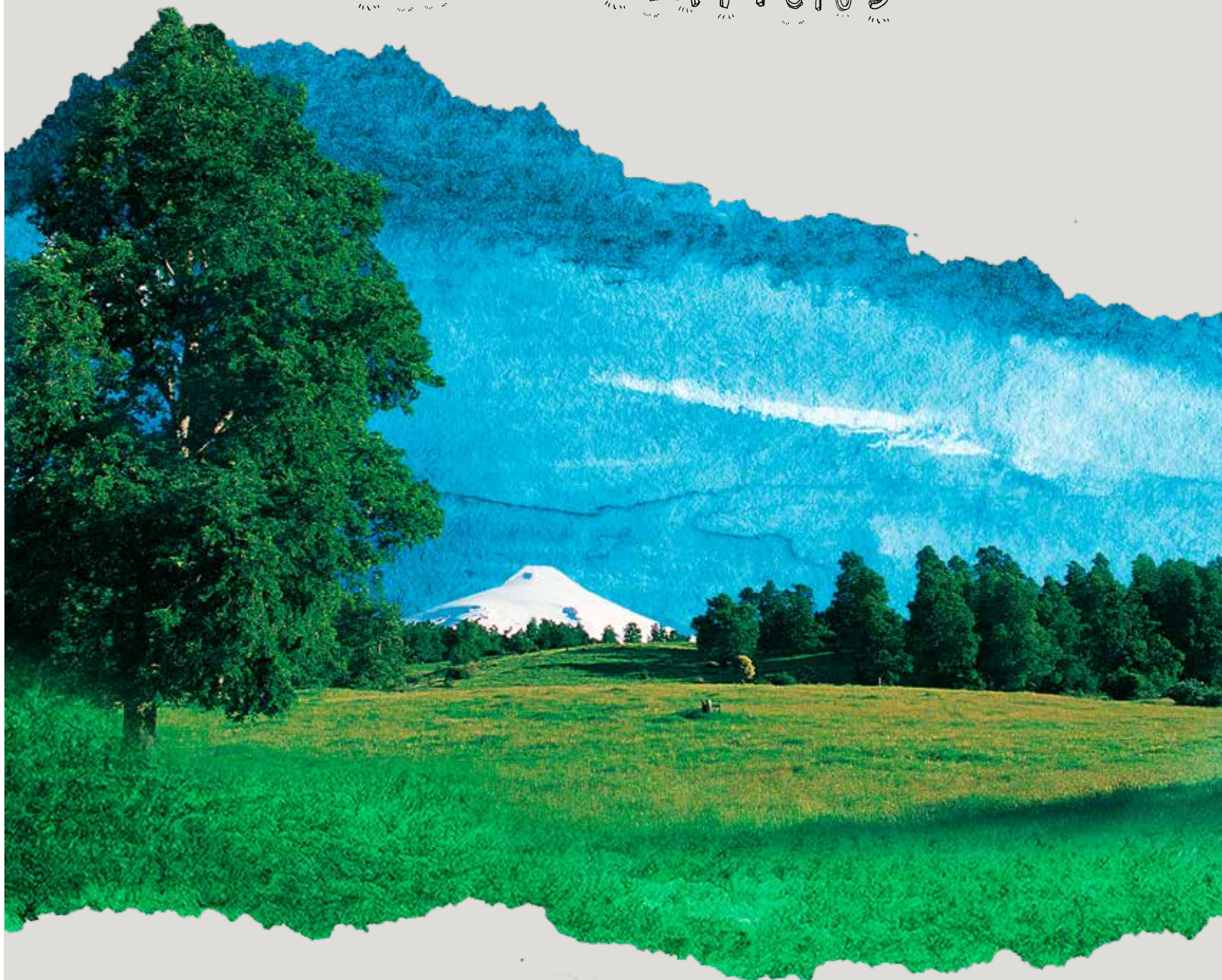
En el año 2014, los buses de MOVIGAS recorrieron más de 2,5 millones de kilómetros, y transportaron 5,5 millones de pasajeros.

MOVIGAS está elevando el estándar del transporte público en Chile, y con ello está abriendo un mercado hasta ahora inexplorado en lo que se refiere a transporte público ambientalmente limpio, amigable, confiable y de alto nivel de servicio.

Durante el ejercicio, la empresa tuvo una pérdida de \$2.559 millones.



SECTOR SERVICIOS



2014
Memoria
Anual

Binaria

GRUPO CGE

RM REGIÓN METROPOLITANA



Presidente
Gonzalo Palacios Vásquez

Directores
Eduardo Morandé Montt
Mauricio Russo Camhi
Pablo Sobarzo Mierzo
Wilhelm Wendt Gliena

Gerente General
Tomás Morales Jaureguiberry

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
\$16.169 millones

Participación CGE
100% (directa e indirecta)

Objeto social
Servicios Informáticos

	MMS
Ebitda	4.644
Pérdida	(1.446)
Activos	24.689
Pasivos	21.017
Patrimonio Neto	3.672

BINARIA es la empresa de tecnología de información y comunicaciones (TIC) del GRUPO CGE. El negocio consiste en proveer servicios de telecomunicaciones, informática e infraestructura; desarrollar sistemas y soluciones web; diseñar portales de intranet; entregar soporte y mantención a la plataforma tecnológica y brindar asesoría para la implementación de soluciones móviles y logísticas.

Durante el año 2014, BINARIA participó en la implementación de exitosos proyectos transversales para el GRUPO CGE.

Dentro de estos proyectos destaca la finalización exitosa de la fusión de CGE DISTRIBUCION con EMELECTRIC-EMETAL y la fusión de CONAFE con ENELSA, permitiendo un mejor servicio a los clientes a través de la estandarización de procesos y sistemas.

Destacan también los proyectos de implementación de la Nueva Plataforma de Sistemas Técnicos, y el inicio del proyecto de Renovación de la Plataforma de Contact Center de NOVANET, las que permitirán incorporar tecnologías de clase mundial.

Durante el 2014 se implementó el Upgrade SAP ECC-ISU que permitió actualizar todos los niveles de correcciones y mejoras para llevar las actuales aplicaciones SAP a la versión EHP6. También cabe destacar la transición a la operación de los ambientes ERP SAP al nuevo Data Center (servicio externalizado).

En cuanto a las redes de comunicación, se finalizó la renovación de la red corporativa del GRUPO CGE, logrando con ello una arquitectura de red de comunicaciones con escalabilidad, homologada a las mejores prácticas del mercado, y con altos estándares de seguridad.

Se implementó con éxito el modelo de Comités de Desarrollo de Procesos conformados por un equipo multidisciplinario de especialistas en tecnología y procesos, y por representantes de los negocios, cuyo principal objetivo es implementar iniciativas estandarizando prácticas de trabajo y mejoras comunes en los sistemas corporativos destacándose.

Respecto a la gestión de personas, se destacan la implementación de la nómina estándar de SAP, la estandarización del motor de pago de remuneraciones, inicio de operación de la solución de gestión de tiempos generando nóminas de asistencia, atrasos y horas extras. También se finalizó el nuevo sistema auto-atención al empleado (SAP ESS) que permite a los colaboradores realizar solicitudes a través de este canal automatizado.

En el ámbito de las mejoras a los procesos de atención de clientes, se rediseñó y desarrolló durante el período la sección transaccional de los portales web para clientes u oficina virtual de las empresas distribuidoras, junto con la implementación de un nuevo diseño de formulario corporativo de boleta y factura, y nuevo certificador electrónico.

Binaria realizó inversiones en el 2014 por \$10.023 millones, para dar continuidad a las operaciones y disponibilidad a los servicios de tecnología de información del GRUPO CGE.

El resultado del ejercicio 2014 arrojó una pérdida de \$1.446 millones y no repartió dividendos a sus accionistas.



	MMS
Ebitda	301
Pérdida	(655)
Activos	19.149
Pasivos	14.776
Patrimonio Neto	4.373

COMERCIAL Y LOGÍSTICA GENERAL (CLG), nace en el año 2004 con el objetivo principal de asegurar una adecuada y eficiente provisión de servicios logísticos y de abastecimiento de materiales eléctricos y de retail para las empresas del GRUPO CGE. Dentro de la provisión de servicios se destacan las gestiones asociadas con la administración y desarrollo de una amplia cartera de proveedores, tanto nacionales como extranjeros, junto con las labores relacionadas con el manejo y optimización de inventarios, apoyadas en eficientes procesos operacionales y de transporte.

Por otra parte, CLG provee servicios de administración integral de la flota de vehículos de las empresas eléctricas y de servicios del GRUPO CGE.

Durante el ejercicio 2014 CLG continuó con la reestructuración en la red de centros logísticos iniciada el 2013. En la constante búsqueda de eficiencia, en la Zona Norte se centralizó la operación en Coquimbo, cerrando el centro de distribución (CD) de Ovalle; en la Zona Centro se cerró el CD de Curicó, centralizando la operación en Talca; mientras que en la Zona Sur se centralizó la operación en Concepción, cerrando los CD de Chillan y Los Angeles. Finalmente, la red de CLG quedó constituida por 11 centros logísticos y un Centro de Distribución.

Durante el 2014 continuó la consolidación y profundización del nuevo modelo de gestión logística y de planificación colaborativa de la demanda con los clientes, logrando bajar un 18%

el nivel de inventarios respecto al cierre del 2013 y subir en 30 puntos el nivel de servicio. El indicador "On Time in Full" (OTIF), subió desde un 57% en Diciembre 2013, a un 87% en Diciembre 2014, reflejando los esfuerzos realizado en esta materia.

Se realizaron importantes licitaciones para suministro de materiales durante el 2014, culminando con la firma de contratos con proveedores estratégicos de transformadores, compactos de medida y postes.

La implementación rigurosa del procedimiento de control de las existencias físicas, permitió a CLG obtener una precisión absoluta del 99,8% en su inventario total anual auditado.

CLG finalizó la implementación de infraestructura necesaria en sus recintos Zonas Sur y Centro para el manejo de residuos peligrosos. Adicionalmente, todos estos recintos fueron presentados a la autoridad competente para obtener los permisos medio-ambientales necesarios. Lo anterior fue complementado con un proceso de capacitación integral a los colaboradores.

Durante el año CLG desarrolló un proyecto de homologación de medidores monofásicos y trifásicos en conjunto con TECNET y filiales de distribución que culminó con la validación de un único estándar CGE, que permite al grupo integrar las compras corporativas de estos equipos.

El resultado del ejercicio 2014 arrojó una pérdida de \$655 millones y no repartió dividendos para sus accionistas.

Presidente

Gonzalo Palacios Vásquez

Directores

Mauricio Russo Camhi
Wilhelm Wendt Glena

Gerente General

Tomás Morales Jaureguierry

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

\$5.584 millones

Participación CGE

100% (directa e indirecta)

Objeto Social

Servicios logísticos en general, compraventa de materiales eléctricos y productos electrónicos, arrendamiento y subarrendamiento de bienes muebles e inmuebles, importación y exportación de bienes y servicios.

XV, I, II, III, IV,
V, RM,
VI, VII, VIII, IX
REGIÓN





XV, I, II, III,
IV, V, RM,
VI, VII, VIII,
IX, REGIÓN



Presidente
Gonzalo Palacios Vásquez

Directores
Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo
Wilhelm Wendt Giena

Gerente General
Tomás Morales Jaureguiberry

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
\$46.684 millones

Participación CGE
100% (directa e indirecta)

Objeto Social
Compra, venta y explotación de
bienes raíces

	MMS
Ebitda	3.355
Utilidad	2.471
Activos	63.745
Pasivos	8.961
Patrimonio Neto	54.784

IGSA es una empresa de servicios dedicada a la gestión de la infraestructura inmobiliaria en las zonas donde operan las empresas eléctricas y de servicios del GRUPO CGE, abarcando desde la Región de Arica y Parinacota a la Región de la Araucanía. Adicionalmente, IGSA es propietaria de los terrenos ubicados en el Parque Industrial Coronel en la VIII Región.

Durante el 2014 IGSA continuó trabajando en el Plan de venta de activos prescindibles implementado el 2013. A diciembre, se habían acordado ventas de propiedades por un total de UF 158.000. El proceso consideró licitaciones y ventas directas través de corredores de propiedades.

En febrero 2014 se finalizó el proyecto de remodelación de las oficinas en el edificio Arrau en Santiago, lo que permitió a las sociedades EMEL NORTE y CONAFE establecer sus oficinas centrales. Además de reducir considerablemente los tiempos de traslado entre distintas instalaciones, este proyecto permitió una mayor integración y fomentar el trabajo en equipo entre los colaboradores de todas las filiales que tienen sus oficinas en el edificio.

Durante el segundo semestre de 2014 se finalizó la remodelación de las oficinas utilizadas por CONAFE en Viña del Mar, el proyecto permitió el traslado de trabajadores desde el edificio 13 Norte a la calle Limache y proporcionar un estándar de trabajo acorde a las oficinas del Grupo.

Junto a lo anterior, IGSA finalizó el proyecto de nuevas oficinas Rosario Norte para las empresas de servicios del GRUPO CGE, ubicadas a pasos del edificio Arrau, lo que permite la cercanía con las empresas del Grupo.

Por otro lado, en noviembre de 2014 se inicia el proyecto de remodelación de la 2da etapa de la propiedad de Limache en Viña del Mar, que considera la adecuación de los espacios utilizados por NOVANET, TECNET Y TRANSNET. Específicamente para NOVANET, este proyecto permitirá el traslado desde las oficinas ubicadas en Marina a las de calle Limache, además de entregar mejores condiciones de trabajo y seguridad para los trabajadores.

En noviembre 2014 se realiza la fusión de Inmobiliaria Coronel con IGSA, lo que permitirá a Inmobiliaria Coronel integrarse a los procesos de operación de IGSA.

En el ejercicio 2014 IGSA obtuvo una utilidad de \$2.471 millones y repartió dividendos por \$ 1.021 millones a sus accionistas.



NOVANET

GRUPO CGE

	MMS
Ebitda	(6.226)
Pérdida	(10.060)
Activos	13.665
Pasivos	2.376
Patrimonio Neto	11.289

NOVANET es la filial encargada de la entrega de servicios de atención no presenciales - Contact Center- para las distribuidoras eléctricas del GRUPO CGE. Adicionalmente, administra el negocio de seguros individuales y desgravamen asociados al negocio de retail.

Durante el 2014, el Contact Center registró un total de 2,8 millones de atenciones a través de sus distintos canales provenientes de los clientes de CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE y filiales de EMEL NORTE, donde se constató un importante nivel de confiabilidad y calidad de servicio.

El Contact Center ha centrado su estrategia en poner a disposición de los clientes una mayor cantidad de canales de atención y ser más resolutivos en la atención, todo esto con el fin de atender las necesidades de los clientes que hoy exigen canales remotos y oportunidad en la atención. Un hito relevante relacionado a esta estrategia fue la apertura de cuentas Twitter para la atención de emergencias eléctricas, lo cual ha permitido entregar respuestas rápidas y a toda hora, ya que las cuentas de las distintas filiales están operativas de lunes a domingo, las 24 horas del día.

Asimismo, se ha trabajado en mejorar los procesos y entregar mayores atribuciones a los ejecutivos de atención para resolver requerimientos en el primer contacto, y así aumentar la satisfacción de los clientes junto con lograr mayor eficiencia en las tareas de atención a éstos.

Por último, y con el foco de mejorar la eficiencia interna y generar alternativas de desarrollo, se implementó un Plan de Carrera del Ejecutivo de Atención, que permite segmentar a los Ejecutivos Atención en base a sus competencias, conocimientos y desempeño, buscando asegurar un mejor nivel de servicio y e irse adaptando a las necesidades del negocio.

En el negocio de seguros se trabajó en relanzar y consolidar las fuerzas de venta de seguros en las zonas de CGE DISTRIBUCIÓN y CONAFE, así como también homologar los procesos de calidad de la venta de las compañías de seguros que venden sus seguros en todas las zonas de distribución eléctrica. Lo anterior ha permitido aumentar la cartera de pólizas vigentes, con una venta controlada y de calidad, alcanzando un stock de 104.000 pólizas al cierre del 2014.

En la Atención de Clientes, el foco principal del año 2014 fue la transferencia de las actividades de atención presencial de clientes a las empresas distribuidoras, con el fin de tener un solo punto de contacto en las oficinas comerciales.

La gestión del proyecto "Plan Cliente al Día", permitió regularizar la deuda de 22.421 clientes lo que se traduce en una disminución de \$4.684 millones en el stock de la deuda de retail y obtuvo una recaudación de \$ 5.676 millones

Finalmente NOVANET registró una pérdida de \$10.060 millones y no repartió dividendos a sus accionistas.

Presidente

Gonzalo Palacios Vásquez

Directores

Eduardo Morandé Montt
Mauricio Russo Camhi
Pablo Sobarzo Mierzo
Wilhelm Wendt Glena

Gerente General

Tomás Morales Jaureguiberry

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

\$51.259 millones

Participación CGE

100% (directa e indirecta)

Objeto Social

Comercialización de productos y servicios, y prestación de servicios de comunicación y call center.

XV, I, II, III,
IV, V, RM,
VI, VII, VIII,
IX, REGIÓN



TECNET

GRUPO CGE

XV, I, II, III,
IV, V, RM,
VI, VII, VIII,
IX, REGIÓN



Presidente
Gonzalo Palacios Vásquez

Directores
Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo
Wilhelm Wendt Giena

Gerente General
Alfonso Mülchi Ciangherotti

Naturaleza Jurídica
Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado
\$1.719 millones

Participación CGE
100% (directa e indirecta)

Objeto Social
Verificación y calibración de
equipos de medición

	MMS
Ebitda	1.890
Utilidad	486
Activos	9.542
Pasivos	7.481
Patrimonio Neto	2.061

TECNET orienta sus actividades a servicios especializados en redes de distribución y transmisión eléctrica, bajo las siguientes líneas de negocios: servicio de atención de emergencias (SAE), mantenimientos de redes eléctricas energizadas, construcción y administración de obras, control de equipos de medida y pérdidas, generación distribuida, soluciones tecnológicas de medición avanzada y en general servicios orientados a la continuidad y eficiencia del suministro eléctrico para empresas distribuidoras, transmisoras, generadoras y grandes consumidores de energía eléctrica.

El año 2014, estuvo marcado por una mejora en los índices de accidentabilidad, fruto de los planes del Sistema de Gestión Preventiva. Destaca la oficina de Illapel con más de 6.122 días sin accidentes, hito reconocido por la Asociación Chilena de Seguridad.

Dentro de los nuevos negocios implementados, destaca el servicio de comisionamiento de inversores de plantas fotovoltaicas para la empresa italiana Bonfiglioli, que ha permitido participar en distintos proyectos, destacando la planta San Andrés de 100 MW en Copiapó y María Elena de 75 MW en Calama.

En el ámbito de tecnología y desarrollo, se realizó la habilitación de 11.000 soluciones para teleoperación de clientes vulnerables de CGE DISTRIBUCIÓN, sistema tecnológico que admite la suspensión y reposición del suministro eléctrico en forma remota. Además se lanzó el Módulo de Alarmas en el Sistema SAT, que permite detectar anomalías en los medidores conectados al sistema, evidenciando posibles problemas de facturación y pérdidas a las empresas distribuidoras.

En el área de obras eléctricas, destaca el inicio de operaciones en la ciudad de Concepción, lo cual ha permitido atender proyectos en las zonas de Bio- Bio y Araucanía.

En el servicio de generación, destaca la continuidad del servicio de operación y mantenimiento prestado a Barrick en Pascua Lama, renovando dicho contrato por 18 meses adicionales.

Cabe destacar, el nivel de madurez alcanzado por el sistema de calidad de TECNET, lo que ha ayudado a mejorar la Satisfacción de Clientes, reflejándose en la mejora en los resultados de la Encuesta de Clientes 2014. Asimismo destaca la Gestión de Innovación, que implicó este año obtener el primer lugar en el concurso de innovación del GRUPO CGE.

Con relación a gestión de personas, destaca las acciones realizadas en el programa "Somos TECNET", cuyo objetivo persigue consolidar la identidad de la empresa, y robustecer la cultura de servicio. Con este mismo fin, TECNET realizó diferentes actividades para ahondar en los atributos del Sello de Calidad de CGE, de modo de mejorar el servicio a los clientes.

Durante el año 2014 se materializaron inversiones por \$1.499 millones, necesarias para la operación de los diferentes servicios.

El ejercicio 2014 registró un resultado de \$486 millones y no repartió dividendos a sus accionistas.

TUSAN

GRUPO CGE

	MMS
Ebitda	1.832
Utilidad	1.032
Activos	22.774
Pasivos	8.015
Patrimonio Neto	14.758

TUSAN es uno de los principales fabricantes de transformadores eléctricos en Chile. A partir de 1983, diseña, produce y comercializa transformadores monofásicos desde 3 kVA hasta transformadores de poder trifásicos de clase 154 kV y 60 MVA. Además, ofrece subestaciones unitarias del tipo pad-mounted, encapsuladas y transportables, y proporciona asesoría y servicios a terceros en el área de ingeniería eléctrica de potencia, incluyendo mantención, reparación, transporte y montaje de transformadores.

En el transcurso del año, TUSAN produjo 5.058 transformadores de distribución y potencia por un total de 547 MVA.

Entre los principales clientes de TUSAN destacan: TRANSNET, CLG, Codelco, Saesa, Frontel, Edelaysén, Anglo American, Eaton, Xstrata Lomas Bayas, Cía. Minera El Abra, SKM, Transelec, Minera Centinela y las Cooperativas Eléctricas Coopelan, Crell, Socoepa y Copelec

Durante el ejercicio, 2014 TUSAN acordó contratos con CLG para el suministro de transformadores de distribución y equipos compactos de medida. Así mismo, durante el primer trimestre de 2014, se firmó un contrato con el Grupo SAESA para suplir las necesidades de transformadores de distribución de sus filiales SAESA, Frontel y Edelaysén.

Las subsidiarias de TUSAN concretaron importantes negocios durante el año: HORNOR recibió las cartas de adjudicación de la propuesta de CLG para el abastecimiento de postes a todo el GRUPO CGE. Por su parte, ENERGY SUR ha mantenido y ampliado los acuerdos y contratos por mantenimiento de transformadores, subestaciones y servicio de termografía con grandes empresas industriales de la zona sur del país.

En el año 2014 TUSAN invirtió \$65 millones principalmente en equipos de medición para sus áreas de servicios externos y laboratorios, junto con equipamiento para el área de administración.

La utilidad del ejercicio 2014 alcanzó a \$1.032 millones y se repartieron dividendos por un total de \$1.224 millones.

Presidente

Gonzalo Palacios Vásquez

Directores

Mauricio Russo Camhi
Rafael Salas Cox
Pablo Sobarzo Mierzo
Wilhelm Wendt Glena

Gerente General

Augusto Wiegand Puysegur

Naturaleza Jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado

\$3.334 Millones

Participación CGE

100% (directa e indirecta)

Objeto Social

Fabricación y venta de transformadores y equipos eléctricos

RM REGIÓN METROPOLITANA



ESTADOS FINANCIEROS

Con fecha 2 de febrero de 2015, los Auditores Externos Ernst & Young Ltda., emitieron su opinión de auditoría sin salvedades sobre los estados financieros consolidados de la Compañía General de Electricidad S.A y subsidiarias al 31 de diciembre de 2014.

El referido informe de los Auditores Externos puede ser leído en el sitio internet de la sociedad, www.cge.cl, en el sitio de la Superintendencia de Valores y Seguros, www.svs.cl y/o en la versión completa de los estados financieros consolidados del ejercicio 2014 que se incluyen en el CD adjunto en esta Memoria.



Estado Consolidado de Situación Financiera Clasificado	98
Estado Consolidado de Resultados por Función	100
Estado Consolidado de Resultados Integral	101
Estado Consolidado de Flujo Efectivo Directo	102
Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio Neto	104

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO

Activos

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

ACTIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	77.020.322	147.478.187
Otros activos financieros.	7	411.017	14.545
Otros activos no financieros.	12	4.048.167	4.322.363
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	492.782.014	425.806.693
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	5.320.826	13.323.112
Inventarios.	10	62.063.200	70.755.533
Activos por impuestos.	11	28.776.619	-
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		670.422.165	661.700.433
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	37	3.381.150	-
Total activos corrientes		673.803.315	661.700.433
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	237.862	6.047.275
Otros activos no financieros.	12	397.818	194.133
Cuentas por cobrar.	8	23.579.479	26.779.741
Inventario.	10	2.200.250	2.219.361
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	6.559.590	4.715.365
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	55.236.160	37.339.341
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	281.064.468	273.609.058
Plusvalía.	15	273.164.916	273.954.549
Propiedades, planta y equipo.	17	3.011.857.113	2.694.675.269
Propiedad de inversión.	16	10.889.192	11.547.848
Activos por impuestos.	11	-	328.576
Activos por impuestos diferidos.	19	22.178.300	25.429.517
Total activos no corrientes		3.687.365.148	3.356.840.033
TOTAL ACTIVOS		4.361.168.463	4.018.540.466

Patrimonio Neto y Pasivos

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	243.353.543	165.737.098
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	328.134.135	354.536.585
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	13.453.641	6.381.344
Otras provisiones.	22	18.740.409	10.282.195
Pasivos por impuestos.	11	-	8.580.113
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	1.224.804	1.096.207
Otros pasivos no financieros.	24	15.621.434	15.648.823
Total pasivos corrientes		620.527.966	562.262.365
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	1.321.344.711	1.300.326.555
Cuentas por pagar.	21	1.426.430	5.239.812
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	2.847.478	-
Otras provisiones.	22	1.003.419	1.719.632
Pasivo por impuestos diferidos.	19	463.944.461	302.988.344
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	49.094.928	37.291.011
Otros pasivos no financieros.	24	1.924.325	1.674.342
Total pasivos no corrientes		1.841.585.752	1.649.239.696
TOTAL PASIVOS		2.462.113.718	2.211.502.061
PATRIMONIO			
Capital emitido.	25	671.278.954	671.278.954
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25	196.499.624	182.484.958
Otras reservas.	25	473.503.176	380.018.562
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.341.281.754	1.233.782.474
Participaciones no controladoras.	25	557.772.991	573.255.931
Total patrimonio		1.899.054.745	1.807.038.405
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.361.168.463	4.018.540.466

Estado Consolidado de Resultados por Función

(Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Nota	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	26	2.557.120.296	2.278.767.039
Costo de ventas	27	(2.066.488.376)	(1.767.502.320)
Ganancia bruta		490.631.920	511.264.719
Otros ingresos, por función.	26	6.330.453	6.914.216
Costos de distribución.	27	(16.645.907)	(17.485.503)
Gasto de administración.	27	(194.932.665)	(159.646.218)
Otros gastos, por función.	27	(13.636.471)	(13.050.693)
Otras ganancias (pérdidas).	27	16.476.870	(233.120)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		288.224.200	327.763.401
Ingresos financieros.	28	15.250.383	15.422.117
Costos financieros.	28	(80.790.247)	(93.628.459)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	13.613.542	9.683.874
Diferencias de cambio.	28	(2.415.862)	(900.177)
Resultados por unidades de reajuste.	28	(67.200.019)	(24.965.483)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		166.681.997	233.375.273
Gasto por impuestos a las ganancias.	29	(23.525.807)	(53.469.542)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		143.156.190	179.905.731
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38	-	3.631.582
Ganancia (pérdida)		143.156.190	183.537.313
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		60.720.353	81.411.192
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.7	82.435.837	102.126.121
Ganancia (pérdida)		143.156.190	183.537.313
GANANCIAS POR ACCIÓN			
GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA (\$ POR ACCIÓN)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	30	145,71	195,37
Ganancia (pérdida) por acción básica.	30	145,71	195,37
Cantidad de acciones		416.710.367	416.710.367

Estado Consolidado de Resultados Integral

(Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	Nota	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ganancia (pérdida)		143.156.190	183.537.313
COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL QUE NO SE RECLASIFICARÁN AL RESULTADO DEL PERÍODO, ANTES DE IMPUESTOS			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	25.9	246.262.807	124.058.852
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	25.9	(5.654.351)	(954.974)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		240.608.456	123.103.878
COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL QUE SE RECLASIFICARÁN AL RESULTADO DEL PERÍODO, ANTES DE IMPUESTOS			
DIFERENCIAS DE CAMBIO POR CONVERSIÓN			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	25.9	4.498.564	(4.763.170)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		4.498.564	(4.763.170)
ACTIVOS FINANCIEROS DISPONIBLES PARA LA VENTA			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta, antes de impuestos.	25.9	(1.799.101)	(3.291.940)
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		(1.799.101)	(3.291.940)
COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9	1.060.805	881.815
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9		(137.199)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		1.060.805	744.616
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	25.9	11.773.431	8.002.985
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		15.533.699	692.491
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		256.142.155	123.796.369
IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL QUE NO SE RECLASIFICARÁN A RESULTADO DEL PERÍODO			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	25.9	(127.099.614)	(24.762.442)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	25.9	1.594.319	187.075
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(125.505.295)	(24.575.367)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta de otro resultado integral	25.9	1.050.817	658.387
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	25.9	23.420	(263.744)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		1.074.237	394.643
Otro resultado integral		131.711.097	99.615.645
Total resultado integral		274.867.287	283.152.958
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		178.987.178	106.976.704
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		95.880.109	176.176.254
Total resultado integral		274.867.287	283.152.958

Estado Consolidado de Flujo Efectivo Directo

(Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	Nota	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 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.		3.107.978.245	2.862.498.127
Otros cobros por actividades de operación.		5.643.917	7.178.164
CLASES DE PAGOS			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(2.495.971.474)	(2.096.966.860)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(157.377.561)	(152.845.551)
Otros pagos por actividades de operación.		(94.529.195)	(120.443.404)
OTROS COBROS Y PAGOS DE OPERACIÓN			
Dividendos pagados.		(49.857.236)	(47.699.832)
Intereses recibidos.		2.391.641	11.563.657
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(72.353.526)	(29.366.320)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		2.184.466	(2.320.327)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		248.109.277	431.597.654
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.		-	4.813.238
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios.		(5.023.389)	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.		(10.406.863)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		13.666.138	35.154.160
Compras de propiedades, planta y equipo.		(167.751.909)	(166.261.130)
Compras de activos intangibles.		(18.483.193)	(11.707.023)
Dividendos recibidos.		11.256.046	4.136.112
Otras entradas (salidas) de efectivo.		1.136.772	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(175.606.398)	(133.864.643)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	Nota	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no resulta en una pérdida de control.		-	(22.680)
Importes procedentes de la emisión de acciones.		545.461	165.327
Pagos por otras participaciones en el patrimonio.		(222.857)	-
Total importes procedentes de préstamos.		564.766.839	337.157.302
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		87.258.412	152.187.730
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		477.508.427	184.969.572
Pagos de préstamos.		(521.400.929)	(460.271.419)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.		(10.279.258)	(3.921.752)
Dividendos pagados.		(105.175.895)	(95.787.461)
Intereses pagados.		(71.062.098)	(84.957.157)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		2.070.382	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(140.758.355)	(307.637.840)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(68.255.476)	(9.904.829)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(2.202.389)	(1.698.179)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(70.457.865)	(11.603.008)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	147.478.187	159.081.195
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		77.020.322	147.478.187

Estado Consolidado de Cambios en el Patrimonio Neto

(Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Reservas		
		Superávit de revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2014	671.278.954	462.750.688	(26.026.505)	233.221
CAMBIOS EN PATRIMONIO				
RESULTADO INTEGRAL				
Ganancia (pérdida)				
Otro resultado integral		120.746.468	(2.213.802)	178.399
Total resultado integral	0	120.746.468	(2.213.802)	178.399
Dividendos.				
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(24.707.679)		
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	96.038.789	(2.213.802)	178.399
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2014	671.278.954	558.789.477	(28.240.307)	411.620
Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido M\$	Reservas		
		Superavit de revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$
Patrimonio al comienzo del ejercicio al 1 de enero de 2013	671.278.954	450.857.082	(18.981.494)	30.752
CAMBIOS EN PATRIMONIO				
RESULTADO INTEGRAL				
Ganancia (pérdida)				
Otro resultado integral		31.379.015	(7.045.011)	202.469
Total resultado integral	0	31.379.015	(7.045.011)	202.469
Dividendos.				
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(19.485.409)		
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	11.893.606	(7.045.011)	202.469
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	671.278.954	462.750.688	(26.026.505)	233.221

	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
	(673.072)	219.643	(56.485.413)	380.018.562	182.484.958	1.233.782.474	573.255.931	1.807.038.405
					60.720.353	60.720.353	82.435.837	143.156.190
	(3.619.768)	(219.643)	3.395.171	118.266.825		118.266.825	13.444.272	131.711.097
	(3.619.768)	(219.643)	3.395.171	118.266.825	60.720.353	178.987.178	95.880.109	274.867.287
				0	(50.005.244)	(50.005.244)		(50.005.244)
			(74.532)	(24.782.211)	3.299.557	(21.482.654)	(111.363.049)	(132.845.703)
	(3.619.768)	(219.643)	3.320.639	93.484.614	14.014.666	107.499.280	(15.482.940)	92.016.340
	(4.292.840)	0	(53.164.774)	473.503.176	196.499.624	1.341.281.754	557.772.991	1.899.054.745
	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio		
	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Total reservas M\$		Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
	(209.901)	992.665	(54.095.646)	378.593.458	111.579.757	1.161.452.169	503.143.719	1.664.595.888
					81.411.192	81.411.192	102.126.121	183.537.313
	(463.171)	(773.022)	2.265.232	25.565.512		25.565.512	74.050.133	99.615.645
	(463.171)	(773.022)	2.265.232	25.565.512	81.411.192	106.976.704	176.176.254	283.152.958
				0	(29.991.400)	(29.991.400)		(29.991.400)
			(4.654.999)	(24.140.408)	19.485.409	(4.654.999)	(106.064.042)	(110.719.041)
	(463.171)	(773.022)	(2.389.767)	1.425.104	70.905.201	72.330.305	70.112.212	142.442.517
	(673.072)	219.643	(56.485.413)	380.018.562	182.484.958	1.233.782.474	573.255.931	1.807.038.405

ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS



CGE Distribución S.A.	108
EMEL Norte S.A.	109
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	110
CGE Magallanes S.A.	111
CGE Argentina S.A.	112
GASCO S.A.	113
Transnet S.A.	114



Inversiones y Gestión S.A.	115
Transformadores Tusan S.A.	116
Sociedad de Computación Binaria S.A.	117
Tecnet S.A	118
Novanet S.A.	119
CLG Logística S.A.	120
Otros datos de empresas subsidiarias y asociadas	121

CGE Distribución S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	241.293.779	210.611.851
Activos No Corrientes	731.297.992	657.204.579
Total Activos	972.591.771	867.816.430
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	214.757.213	154.265.500
Pasivos No Corrientes	288.457.832	294.376.241
Total Pasivos	503.215.045	448.641.741
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	469.376.726	419.174.685
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	-	4
Total Patrimonio	469.376.726	419.174.689
Total Patrimonio y Pasivos	972.591.771	867.816.430

Estado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	106.566.581	107.184.883
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	28.146.156	26.254.172
Gasto por Impuesto a las Ganancias	21.127.909	(5.166.271)
Ganancia (Pérdida)	49.274.065	21.087.901
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	49.274.065	21.087.900
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	-	1

Estado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	49.274.065	21.087.901
Otro Resultado Integral	37.298.776	(210.144)
Total Resultado Integral	86.572.841	20.877.757
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	86.572.841	20.877.756
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	-	1

Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	(22.002.597)	89.280.417
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(23.573.474)	(26.966.089)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	39.851.780	(67.204.311)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5.724.291	(4.889.983)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	11.943.521	16.833.504
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	6.219.230	11.943.521

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	419.174.685	4	419.174.689	407.484.791	2.416.977	409.901.768
Cambios en Patrimonio	50.202.041	(4)	50.202.037	11.689.894	(2.416.973)	9.272.921
Saldo Final Ejercicio Actual	469.376.726	-	469.376.726	419.174.685	4	419.174.689

EMEL Norte S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13				
ACTIVOS						
Activos Corrientes	82.357.833	45.865.250				
Activos No Corrientes	209.318.732	177.420.062				
Total Activos	291.676.565	223.285.312				
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS						
Pasivos Corrientes	65.686.300	69.347.849				
Pasivos No Corrientes	104.634.739	56.056.665				
Total Pasivos	170.321.039	125.404.514				
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	111.270.747	88.958.601				
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	10.084.779	8.922.197				
Total Patrimonio	121.355.526	97.880.798				
Total Patrimonio y Pasivos	291.676.565	223.285.312				
Estado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13				
Ganancia Bruta	32.546.943	30.902.870				
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	16.908.237	13.202.735				
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(4.058.938)	(2.287.008)				
Ganancia (Pérdida)	12.849.299	10.915.727				
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	11.530.743	9.686.882				
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	1.318.556	1.228.845				
Estado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13				
Ganancia (Pérdida)	12.849.299	10.915.727				
Otro Resultado Integral	14.779.256	106.950				
Total Resultado Integral	27.628.555	11.022.677				
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	25.077.498	9.786.686				
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	2.551.057	1.235.991				
Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13				
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	(14.814.419)	14.264.003				
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(13.884.936)	(15.395.510)				
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	28.032.077	807.888				
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(667.278)	(323.619)				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	1.892.640	2.216.259				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	1.225.362	1.892.640				
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	88.958.601	8.922.197	97.880.798	83.033.974	8.411.254	91.445.228
Cambios en Patrimonio	22.312.146	1.162.582	23.474.728	5.924.627	510.943	6.435.570
Saldo Final Ejercicio Actual	111.270.747	10.084.779	121.355.526	88.958.601	8.922.197	97.880.798

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	109.970.567	109.848.965
Activos No Corrientes	282.660.253	265.149.951
Total Activos	392.630.820	374.998.916
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	78.571.598	88.571.840
Pasivos No Corrientes	92.006.408	87.899.559
Total Pasivos	170.578.006	176.471.399
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	221.124.215	197.590.955
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	928.599	936.562
Total Patrimonio	222.052.814	198.527.517
Total Patrimonio y Pasivos	392.630.820	374.998.916

Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	32.955.249	31.863.788
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	12.245.450	3.151.398
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(2.012.177)	(387.050)
Ganancia (Pérdida)	10.233.273	2.764.348
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	10.160.393	2.739.913
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	72.880	24.435

Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	10.233.273	2.764.348
Otro Resultado Integral	12.807.141	(175.184)
Total Resultado Integral	23.040.414	2.589.164
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	22.908.730	2.564.729
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	131.684	24.435

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	22.204.676	38.178.532
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(6.797.123)	(7.880.186)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(14.597.691)	(30.295.363)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	809.862	2.983
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	2.386.667	2.383.684
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	3.196.529	2.386.667

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	197.590.955	936.562	198.527.517	196.590.615	949.170	197.539.785
Cambios en Patrimonio	23.533.260	(7.963)	23.525.297	1.000.340	(12.608)	(987.732)
Saldo Final Ejercicio Actual	221.124.215	928.599	222.052.814	197.590.955	936.562	198.527.517

CGE Magallanes S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	10.374.486	9.521.678
Activos No Corrientes	61.190.615	54.763.279
Total Activos	71.565.101	64.284.957
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	7.446.936	4.510.035
Pasivos No Corrientes	21.701.588	20.197.489
Total Pasivos	29.148.524	24.707.524
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	24.034.956	22.753.227
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	18.381.621	16.824.206
Total Patrimonio	42.416.577	39.577.433
Total Patrimonio y Pasivos	71.565.101	64.284.957

Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	10.327.227	11.000.947
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	5.583.518	6.332.172
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(1.059.746)	(1.262.313)
Ganancia (Pérdida)	4.523.772	5.069.859
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	2.492.283	2.809.255
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	2.031.489	2.260.604

Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	4.523.772	5.069.859
Otro Resultado Integral	3.903.483	1.135.249
Total Resultado Integral	8.427.255	6.205.108
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	4.647.568	3.944.504
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	3.779.687	2.260.604

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	10.523.455	11.369.071
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(2.758.398)	(2.035.664)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(6.156.905)	(8.234.442)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.635.473	1.104.587
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	1.799.960	695.373
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	3.435.433	1.799.960

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	22.753.227	16.824.206	39.577.433	21.498.436	15.675.623	37.174.059
Cambios en Patrimonio	1.281.729	1.557.415	2.839.144	1.254.791	1.148.583	2.403.374
Saldo Final Ejercicio Actual	24.034.956	18.381.621	42.416.577	22.753.227	16.824.206	39.577.433

CGE Argentina S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	17.973.062	15.702.862
Activos No Corrientes	55.204.797	52.922.186
Total Activos	73.177.859	68.625.048
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	41.249.110	36.973.743
Pasivos No Corrientes	5.316.988	3.770.133
Total Pasivos	46.566.098	40.743.876
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	26.241.199	27.580.449
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	370.562	300.723
Total Patrimonio	26.611.761	27.881.172
Total Patrimonio y Pasivos	73.177.859	68.625.048

Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	18.333.502	18.899.975
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	3.657.983	4.993.938
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(172.202)	(557.598)
Ganancia (Pérdida)	3.485.781	4.436.340
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	3.467.140	4.407.317
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	18.641	29.023

Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	3.485.781	4.436.340
Otro Resultado Integral	(4.716.938)	(7.580.648)
Total Resultado Integral	(1.231.157)	(3.144.308)
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(1.300.996)	(3.173.331)
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	69.839	29.023

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	15.788.805	10.284.412
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(14.808.656)	(10.962.881)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.049.180)	808.801
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(69.031)	(53.873)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	991.846	1.045.719
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	922.815	991.846

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	27.580.449	300.723	27.881.172	32.161.436	107.146	32.268.582
Cambios en Patrimonio	(1.339.250)	69.839	(1.269.411)	(4.580.987)	193.577	(4.387.410)
Saldo Final Ejercicio Actual	26.241.199	370.562	26.611.761	27.580.449	300.723	27.881.172

GASCO S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 31 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	186.271.926	199.276.367
Activos No Corrientes	1.516.517.313	1.400.332.300
Total Activos	1.702.789.239	1.599.608.667
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	209.398.468	179.923.145
Pasivos No Corrientes	668.847.211	561.735.460
Total Pasivos	878.245.679	741.658.605
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	538.521.667	563.985.727
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	286.021.893	293.964.335
Total Patrimonio	824.543.560	857.950.062
Total Patrimonio y Pasivos	1.702.789.239	1.599.608.667

Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	254.179.641	276.449.959
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	144.378.934	169.918.795
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(35.819.782)	(30.202.663)
Ganancia (Pérdida)	108.559.152	139.716.132
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	53.375.616	73.445.191
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	55.183.536	66.270.941

Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	108.559.152	139.716.132
Otro Resultado Integral	19.790.250	106.163.898
Total Resultado Integral	128.349.402	245.880.030
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	71.919.186	130.452.823
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	56.430.216	115.427.207

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	238.578.919	223.664.000
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(92.918.943)	(71.027.850)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(147.038.297)	(150.039.355)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(3.610.896)	1.642.470
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	60.337.653	58.695.183
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	56.726.757	60.337.653

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	563.985.727	293.964.335	857.950.062	491.428.704	256.202.879	747.631.583
Cambios en Patrimonio	-25.464.060	(7.942.442)	-33.406.502	72.557.023	37.761.456	110.318.479
Saldo Final Ejercicio Actual	538.521.667	286.021.893	824.543.560	563.985.727	293.964.335	857.950.062

Transnet S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	49.361.148	58.518.535
Activos No Corrientes	596.578.716	510.437.117
Total Activos	645.939.864	568.955.652
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	26.768.311	31.923.402
Pasivos No Corrientes	246.127.881	196.886.757
Total Pasivos	272.896.192	228.810.159
Total Patrimonio	373.043.672	340.145.493
Total Patrimonio y Pasivos	645.939.864	568.955.652
Estado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	52.064.734	48.794.024
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	20.752.795	38.064.639
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(2.550.734)	(6.702.131)
Ganancia (Pérdida)	18.202.061	31.362.508
Estado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	18.202.061	31.362.508
Otro Resultado Integral	46.027.476	138.060
Total Resultado Integral	64.229.537	31.500.568
Estado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	44.664.563	51.353.261
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(23.991.049)	(7.373.514)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(20.602.246)	(43.986.902)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	71.268	(7.155)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	35.268	42.423
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	106.536	35.268
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014 Patrimonio Total	2013 Patrimonio Total
Saldo Inicial	340.145.493	327.149.171
Cambios en Patrimonio	32.898.179	12.996.322
Saldo Final Ejercicio Actual	373.043.672	340.145.493

Inversiones y Gestión S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	7.400.350	6.736.669
Activos No Corrientes	56.344.400	56.965.312
Total Activos	63.744.750	63.701.981
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	7.729.371	4.458.392
Pasivos No Corrientes	1.231.447	8.052.498
Total Pasivos	8.960.818	12.510.890
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	54.783.932	51.190.952
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	0	139
Total Patrimonio	54.783.932	51.191.091
Total Patrimonio y Pasivos	63.744.750	63.701.981

Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	5.102.775	7.751.853
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	977.954	3.057.210
Gasto por Impuesto a las Ganancias	1.493.330	(143.425)
Ganancia (Pérdida)	2.471.284	2.913.785
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	2.471.284	2.913.759
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	0	26

Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	2.471.284	2.913.785
Otro Resultado Integral	1.176.936	0
Total Resultado Integral	3.648.220	2.913.785
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	3.648.220	2.913.759
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	0	26

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.916.116	3.329.171
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	571.610	(852.816)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(3.458.396)	(2.691.410)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	29.330	(215.055)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	65.436	280.491
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	94.766	65.436

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	51.190.952	139	51.191.091	48.277.194	113	48.277.307
Cambios en Patrimonio	3.592.980	-139	3.592.841	2.913.758	26	2.913.784
Saldo Final Ejercicio Actual	54.783.932	0	54.783.932	51.190.952	139	51.191.091

Transformadores Tusan S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y de 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	12.164.543	12.710.088
Activos No Corrientes	10.609.226	9.567.012
Total Activos	22.773.769	22.277.100
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	2.160.344	2.705.870
Pasivos No Corrientes	5.855.070	5.319.633
Total Pasivos	8.015.414	8.025.503
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	14.336.781	13.884.662
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	421.574	366.935
Total Patrimonio	14.758.355	14.251.597
Total Patrimonio y Pasivos	22.773.769	22.277.100

Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	4.309.221	4.754.623
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	1.176.016	1.820.058
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(102.959)	(323.350)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	0	3.631.582
Ganancia (Pérdida)	1.073.057	5.128.290
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.031.803	5.091.812
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	41.254	36.478

Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	1.073.057	5.128.290
Otro Resultado Integral	607.165	24.975
Total Resultado Integral	1.680.222	5.153.265
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	1.638.968	5.116.787
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	41.254	36.478

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.885.049	1.408.052
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(392.431)	3.231.477
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.534.832)	(4.570.320)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(42.899)	70.176
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	186.897	116.721
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	143.998	186.897

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	13.884.662	366.935	14.251.597	13.775.875	871.380	14.647.255
Cambios en Patrimonio	452.119	54.639	506.758	108.787	(504.445)	(395.658)
Saldo Final Ejercicio Actual	14.336.781	421.574	14.758.355	13.884.662	366.935	14.251.597

Sociedad de Computación Binaria S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y de 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	2.028.743	2.862.875
Activos No Corrientes	22.659.835	19.131.155
Total Activos	24.688.578	21.994.030
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	21.016.850	7.989.756
Pasivos No Corrientes	0	10.000.000
Total Pasivos	21.016.850	17.989.756
Total Patrimonio	3.671.728	4.004.274
Total Patrimonio y Pasivos	24.688.578	21.994.030
Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	1.461.944	670.241
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	(2.114.718)	(2.661.455)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	668.347	439.656
Ganancia (Pérdida)	(1.446.371)	(2.221.799)
Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	(1.446.371)	(2.221.799)
Otro Resultado Integral	33.125	0
Total Resultado Integral	(1.413.246)	(2.221.799)
Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	880.735	3.883.731
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(3.955.844)	(659.106)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	3.075.100	(3.220.760)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	3.541	1.935
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	22.691	19.061
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	26.232	22.691
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014 Patrimonio Total	2013 Patrimonio Total
Saldo Inicial	4.004.274	6.226.073
Cambios en Patrimonio	(332.546)	(2.221.799)
Saldo Final Ejercicio Actual	3.671.728	4.004.274

Tecnet S.A

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.619.389	4.657.982
Activos No Corrientes	3.922.483	4.009.775
Total Activos	9.541.872	8.667.757
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.113.269	2.607.870
Pasivos No Corrientes	4.367.344	4.402.515
Total Pasivos	7.480.613	7.010.385
Total Patrimonio	2.061.259	1.657.372
Total Patrimonio y Pasivos	9.541.872	8.667.757
Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	2.524.207	1.820.185
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	639.720	(215.884)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(153.385)	35.569
Ganancia (Pérdida)	486.335	(180.315)
Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	486.335	(180.315)
Otro Resultado Integral	(3.502)	1562
Total Resultado Integral	482.833	(178.753)
Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.400.115	1.740.810
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1.451.364)	(246.368)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	48.658	(1.506.652)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(2.591)	(12.210)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	29.960	42.170
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	27.369	29.960
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014 Patrimonio Total	2013 Patrimonio Total
Saldo Inicial	1.657.372	1.878.425
Cambios en Patrimonio	403.887	-221.053
Saldo Final Ejercicio Actual	2.061.259	1.657.372

Novanet S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	13.233.865	27.232.829
Activos No Corrientes	431.608	8.813.807
Total Activos	13.665.473	36.046.636
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	2.376.094	2.162.437
Pasivos No Corrientes	-	-
Total Pasivos	2.376.094	2.162.437
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	10.182.209	20.199.725
Patrimonio Atribuible a Participación No Controladoras	1.107.170	13.684.474
Total Patrimonio	11.289.379	33.884.199
Total Patrimonio y Pasivos	13.665.473	36.046.636

Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	3.441.193	1.200.773
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	(5.291.146)	2.608.140
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(4.566.625)	(9.161.783)
Ganancia (Pérdida)	(9.857.771)	(6.553.643)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(10.059.578)	(9.847.963)
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación No Controladoras	201.807	3.294.320

Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	(9.857.771)	(6.553.643)
Resultado Integral Atribuible a los Propietarios de la Controladora	(10.059.578)	(9.847.963)
Resultado Integral Atribuible a Participación No Controladoras	201.807	3.294.320

Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	3.090.684	(6.083.413)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	8.183.105	22.582.106
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(11.312.826)	(16.615.655)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(39.037)	(116.962)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	56.820	173.782
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	17.783	56.820

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014			2013		
	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
Saldo Inicial	20.199.725	13.684.474	33.884.199	30.047.688	87.503.012	117.550.700
Cambios en Patrimonio	(10.017.516)	(12.577.304)	(22.594.820)	(9.847.963)	(73.818.538)	(83.666.501)
Saldo Final Ejercicio Actual	10.182.209	1.107.170	11.289.379	20.199.725	13.684.474	33.884.199

CLG Logística S.A.

(al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

Estado de Situación Financiera Clasificado (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
ACTIVOS		
Activos Corrientes	17.377.159	16.387.332
Activos No Corrientes	1.772.180	2.339.829
Total Activos	19.149.339	18.727.161
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	9.379.207	3.447.492
Pasivos No Corrientes	5.396.814	10.406.824
Total Pasivos	14.776.021	13.854.316
Total Patrimonio	4.373.318	4.872.845
Total Patrimonio y Pasivos	19.149.339	18.727.161
Estado Consolidado de Resultados por Función (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia Bruta	2.599.663	3.550.963
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	(699.484)	(197.600)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	44.390	(136.274)
Ganancia (Pérdida)	(655.094)	(333.874)
Estado Consolidado de Resultado Integral (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Ganancia (Pérdida)	(655.094)	(333.874)
Otro Resultado Integral	7.929	10.927
Total Resultado Integral	(647.165)	(322.947)
Estado Consolidado de Flujo de Efectivo Directo (M\$)	31-dic-14	31-dic-13
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	(1.329.873)	5.855.667
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	54.869	(335.539)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación	1.275.132	(5.519.515)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	128	613
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Principio del Ejercicio	1.387	774
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Ejercicio	1.515	1.387
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto (M\$)	2014 Patrimonio Total	2013 Patrimonio Total
Saldo Inicial	4.872.845	5.195.792
Cambios en Patrimonio	(499.527)	(322.947)
Saldo Final Ejercicio Actual	4.373.318	4.872.845

OTROS DATOS DE EMPRESAS SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
CGE Distribución S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 314.733.393	99,34%	99,33%	22,30%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Cristián Saphores Martínez
Conafe S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 164.979.472	99,63%	99,63%	9,00%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Alfonso Toro Guzmán
Emel Norte S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 45.597.365	98,22%	98,22%	6,69%	Sociedad de inversiones y prestación de servicios profesionales	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Alfonso Toro Guzmán
Emelari S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 7.959.955	92,44%	92,32%	1,11%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Rafael Salas Cox(**) Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Alfonso Toro Guzmán
Eliqsa S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 8.678.041	87,00%	87,00%	1,83%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Rafael Salas Cox(**) Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Alfonso Toro Guzmán
Eledda S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 16.771.834	90,90%	90,66%	2,81%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Rafael Salas Cox(**) Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Alfonso Toro Guzmán
Emel Atacama S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 11.919.850	98,16%	98,19%	0,51%	Sociedad de Inversiones	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Alfonso Toro Guzmán
Emelat S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 3.770.030	96,65%	96,62%	1,08%	Distribución de energía eléctrica	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Alfonso Toro Guzmán

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
Emelat Inversiones S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 3.672.520	96,65%	96,65%	0,49%	Sociedad de inversiones	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Alfonso Toro Guzman
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 15.664.524	55,22%	55,22%	0,00%	Generación, transporte y distribución de energía eléctrica	Presidente: Jorge Jordán Franulic Matías Hepp Valenzuela(**) Edilia Mancilla Caro Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Carlos Yáñez Antonucci
Empresa de Distribución de energía eléctrica de Tucumán S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MArg\$ 92.346	50,00%	50,00%	18,96%	Generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.	Presidente: Gerardo Mario Frigerio Hugo Gaido Mariano López Bustos Gonzalo Palacios Vásquez(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Günther Hofmann Osorio
Empresa Jujeña de Energía S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MArg\$ 51.167	45,00%	45,00%	0,73%	Distribución de energía eléctrica.	Presidente: Gerardo Frigerio Rubén Bravo Hugo Gaido Mariano López Bustos Gonzalo Palacios Vásquez(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Ricardo Aversano
Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MArg\$ 44	45,00%	45,00%	0,07%	Generación, Comercialización y Distribución de energía eléctrica.	Presidente: Gerardo Frigerio Rubén Bravo Hugo Gaido Mariano López Bustos Gonzalo Palacios Vásquez(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Carlos Alberto Arias
Energía San Juan S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MArg\$ 173.667	99,99%	99,99%	1,22%	Distribución de energía eléctrica.	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Uriel F. O'Farrell Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo (**)	Eduardo Tejada Sampaolesi
Transnet S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 190.967.000	99,60%	99,60%	14,81%	Transporte y transformación de energía eléctrica	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Juan Antonio Guzmán Molinari Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Gerardo Illanes Carrasco
Transemel S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 6.921.846	98,22%	98,22%	1,03%	Transporte y transformación de energía eléctrica.	Presidente: Eduardo Morandé Montt(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**)	Alfonso Toro Guzmán

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
CGE Magallanes S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$11.576.501	99,89%	99,89%	1,64%	Sociedad de inversiones	Presidente: Pablo Sobarzo Mierzo(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Rafael Salas Cox(**)	Eduardo Morandé Montt (**)
CGE Argentina S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 104.518.307	99,99%	99,99%	1,68%	Sociedad de inversiones.	Presidente: Pablo Sobarzo Mierzo(**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Rafael Salas Cox(**)	Gonzalo Palacios Vásquez (**)
Agua Negra S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MArg\$ 170.218	99,99%	99,99%	0,27%	Sociedad de inversiones.	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo (**)	-
International Financial Investments S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MArg\$ 61.908	100,00%	100,00%	0,11%	Sociedad de inversiones.	Presidente: Pablo Sobarzo Mierzo (**) Gonzalo Palacios Vásquez(**) Rafael Salas Cox(**)	-
Norelec S.A.	Sociedad Anónima Argentina	MArg\$ 127.314	50,00%	50,00%	0,51%	Sociedad de inversiones.	Presidente: Pablo Sobarzo Mierzo(**) Mariano López Bustos Gerardo Mario Frigerio Rafael Salas Cox(**) Guillermo Walter Klein	-
Gasco S.A.	Sociedad Anónima Abierta	M\$ 136.133.418	56,62%	56,62%	39,04%	Producción y distribución de gas	Presidente: Carlos J. Alvarez Fernández(*) Antonio Basolas Tena(*) Sergio de la Cuadra Fabres Antonio Gallart Gabas Manuel García Cobaleda(*) Eduardo Morandé Montt(**) Andrés Pérez Cruz Matías Pérez Cruz	Ricardo Cruzat Ochagavía
Gasco GLP S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 31.742.693	56,62%	56,62%	6,01%	Producción y distribución de gas	Presidente: Guillermo Salazar Peña Paulina Ugarte Hormazabal Julio Bertrand Planella	Julio Bertrand Planella
Gasmar S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 7,9	28,88%	28,88%	2,11%	Construir y explotar comercialmente un terminal de embarque, desembarque y almacenamiento de graneles líquidos y gases licuables, y la compra, venta y transporte de los mismos	Presidente: Ricardo Cruzat Ochagavía Mauricio Balbontín O'Ryan Carmen Figueroa Deisler Jorge Ferrando Yáñez Enrique Ide Valenzuela Eduardo Navarro Beltrán Michael Schröder Seemann	Jaime Ugarte Palacios
Gas Sur S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 16.562.739	56,62%	56,62%	1,54%	Producir, transportar, distribuir y comercializar gas por red y generación eléctrica	Presidente: Claudio Córdova Jara Pablo Carreño Ahumada Sergio Zañartu Ureta	Sergio Zañartu Ureta
Metrogas S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 187.096.786	29,35%	29,35%	21,06%	Fabricación y distribución de gas	Presidente: Antonio Basolas Tena(*) Sergio Aranda Moreno Eduardo Cabello Correa Ricardo Cruzat Ochagavía Jorge Ferrando Yáñez Manuel García Cobaleda(*) Rodrigo Huidobro Alvarado Juan Ignacio Langlois Margozzini Andrés Lehuédé Bromley Eduardo Morandé Montt(**)	Victor Turpaul Fernández

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
Gasnor S.A.	Sociedad Anónima Cerrada Argentina	MAr\$ 236.068	28,31%	28,31%	0,55%	Prestación de servicio público de distribución de gas natural por cuenta propia o de terceros, asociada a terceros en el país	Presidente: Gerardo Mario Frigerio Ricardo Cruzat Ochagavía Hugo Gaido Mariano López Bustos Matías Pérez Cruz Guillermo Walter Klein	Hugo Calegari
Automotive Gas Systems S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 66.151	56,62%	56,62%	0,04%	Conversión de vehículos motorizados en Chile para el uso de gas como combustible en sus motores y actividades complementarias	Presidente: Julio Bertrand Planella Mauricio Balbontín O'Ryan Rodolfo Freyre Duggan	Manuel José Bennett Guzmán
Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 1.790.265	29,35%	29,35%	0,17%	Servicios asociados a la cogeneración y el gas natural	Victor Turpaud Fernández Francisco Gazmuri Schleyer	Klaus Lührmann
Gas Natural Producción S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 1.791.970	20,47%	20,47%	0,00%	Exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en forma directa o en asociación con terceros y desarrollo de otras actividades industriales que tengan relación con hidrocarburos y sus derivados	Presidente: Mauricio Balbontín O'Ryan Lorenzo Davico Maggi Jorge Ferrando Yáñez Rodolfo Freyre Duggan Rodrigo Huidobro Alvarado Eduardo Navarro Beltrán José Odone Odone Juan Ignacio Vinagre Tagle	Gonzalo Palacios Vásquez
Innergy Holdings S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 191.513	33,97%	16,99%	0,70%	Adquisición, transporte, distribución y comercialización de gas natural por red, a través de sociedades de personas o de capital	Presidente: Carmen Figueroa Deisler Cristián Aguirre Grez Mauricio Balbontín O'Ryan Rodrigo Bloomfield Sandoval María Paulina Brain Santander Eduardo Cabello Correa Rodolfo Freyre Duggan Pablo Garzón Duarte Alvaro Herculoni	Patricia Palacios Mackay
Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 159.311	33,97%	16,99%	0,73%	Compra, venta, comercialización, suministro y transporte de gas natural	Presidente: Carmen Figueroa Deisler Cristián Aguirre Grez Mauricio Balbontín O'Ryan María Paulina Brain Santander Rodolfo Freyre Duggan Pablo Garzón Duarte Rodrigo Bloomfield Sandoval Eduardo Cabello Correa Alvaro Herculoni	Patricia Palacios Mackay
Innergy Transportes S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 13.055	33,97%	16,99%	0,28%	Explotación de servicios de transporte de gas	Presidente: Carmen Figueroa Deisler Cristián Aguirre Grez Mauricio Balbontín O'Ryan Rodrigo Bloomfield Sandoval María Paulina Brain Santander Eduardo Cabello Correa Rodolfo Freyre Duggan Pablo Garzón Duarte Alvaro Herculoni	Patricia Palacios Mackay

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
Gasoducto del Pacífico S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 105.842	33,97%	16,99%	0,15%	Transporte de gas	Presidente: Carmen Figueroa Deisler Cristián Aguirre Grez Claudio Aldana Mauricio Balbontín O'Ryan María Paulina Brain Santander Rodrigo Bloomfield Sandoval Eduardo Cabello Correa Rodolfo Freyre Duggan Pablo Grazón Duarte Alvaro Herculoni	Rodolfo Freyre Duggan
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Sociedad Anónima Cerrada Argentina	MAR\$ 155.811	32,10%	15,12%	0,88%	Transporte de gas	Presidente: Pablo Garzón Duarte Rodolfo Freyre Duggan Andrés Alonso Iván Berger Eduardo Cabello Correa Alejandro Fernández Santiago Freyre Ignacio Padvalskis Josefina Pueyrredón Sebastián Raggio	Rodolfo Freyre Duggan
Centrogas S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 5.978	29,35%	29,35%	0,06%	Prestación de servicios, asesorías, ejecución de obras, comercialización de equipos, instrumentos y maquinarias relacionadas con el gas natural y sus derivados	Presidente: Víctor Turpaud Fernández Luis Arancibia Yametti Francisco Gazmuri Schleyer Javier Roa de la Carrera Gonzalo Romero Arrau	Renato Palominos Ferrer
Financiamiento Doméstico S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 249.338	29,32%	29,32%	0,01%	Prestación de servicios de financiamiento e inversión de capital	Presidente: Gonzalo Romero Luis Arancibia Yametti Marcos Cvjetkovic Muñoz Francisco Gazmuri Schleyer Víctor Turpaud Fernández	Edmundo Laborde
Gasoducto GasAndes S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 27.264	13,79%	3,82%	0,66%	Operación de un ducto de gas natural y transporte del gas natural desde Argentina a Chile. Establecimiento, operación, explotación, administración y usos del gasoducto y red de transporte. En general, todos los servicios o actividades relacionadas con el transporte, mercadería, almacenamiento y procesamiento de gas natural	Presidente: Hugo Antranik Eurnekian Matías Brea Emilio Daneri Santiago García Mira Osvaldo Ledezma Klaus Lührmann Poblete Santiago Marfort Víctor Turpaud Fernández	Raúl Montalva
Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A.	Sociedad Anónima Cerrada Argentina	MUS\$ 83.467	13,79%	3,82%	0,48%	Construcción, propiedad y operación del sistema de gasoducto que se extiende de la localidad de La Mora hasta el paso Maipo en la frontera argentino-chilena, así como de sus extensiones y expansiones e instalaciones accesorias	Presidente: Hugo Antranik Eurnekian Matías Brea Emilio Daneri Santiago García Mira Francisco Gazmuri Osvaldo Ledezma Klaus Lührmann Poblete Santiago Marfort Víctor Turpaud Fernández	Santiago Marfort

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
GNL Chile S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 3.026	9,78%	9,78%	1,66%	Desarrollo e implementación del proyecto destinado a obtener el suministro, regasificación, almacenamiento, transporte y comercialización de gas natural licuado en la zona central de Chile	Presidente: Klaus Lührmann Poblete Andres Alonso Rivas José Venegas Maluenda	Alejandro Palma Rio Seco
GNL Quintero S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 114.058	5,87%	5,87%	15,97%	La construcción y explotación de un terminal de gas natural licuado	Presidente: Francisco Gazmuri Schleyer Sultán Al-Burtmani Marco Arróspide José Antonio De las Heras Juan Oliva Vásquez	Antonio Bacigalupo
Andes Operaciones y Servicios S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 3	14,68%	-	0,17%	Obras de ingeniería, consultorías, asesorías técnicas, transporte de gas por gasoductos y comercialización de gas	Santiago Marfort Eduardo Rodríguez Raúl Montalva	
Gasco International S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 48.864	56,62%	56,62%	0,99%	Inversiones	Presidente: Rodolfo Freyre Duggan Mauricio Balbontín O'Ryan Carmen Figueroa Deisler	Mauricio Balbontín O'Ryan
Hualpén Gas S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 1.500	28,31%	28,31%		Explotar comercialmente la Planta de recepción, almacenamiento y despacho de gases licuados, ubicada en San Vicente, VIII Región.	Presidente: Ramón Concha Barrientos Cristián Aguirre Grez Christian Csaszar Gieseke Rodrigo Huidobro Alvarado	Eduardo Groves Muñoz
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Sociedad por Acciones Simplificadas. Empresa de Servicios Públicos	MCOP\$ 107.305.087	0,00%	39,63%	2,22%	Distribución, comercialización y suministro al por mayor y a granel de gas licuado de petróleo	Presidente: Ricardo Cruzat Ochagavía Mauricio Balbontín O'Ryan Julio Bertrand Planella Matías Pérez Cruz Julio Puente Juan Guillermo Serna	Martín Mora Gelves
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Sociedad Anónima Cerrada Colombiana	MCOP\$ 9.200.000	27,74%	27,74%	0,45%	Distribución, comercialización y suministro al por mayor y a granel de gas licuado de petróleo	Presidente: Ricardo Cruzat Ochagavía Julio Bertrand Planella Martín Mora Gelves Yolanda Castro Rojas María Ángela Raich Ortega	Jorge Villamizar Gómez
Gasmarket S.A.	Sociedad Anónima Cerrada Argentina	Mar\$ 736	28,31%	28,31%	0,00%	Comercializadora de gas natural y, venta de materiales y equipos relacionados	Presidente: Gerardo Mario Frigerio Rodolfo Freyre Duggan Guillermo Walter Klein	Eduardo Carrizo Konstantinoff
Gasco Grand Cayman Limited	Limitada por acciones	M\$ 295.104	56,62%	56,62%	0,00%	Sociedad de inversiones	Carmen Figueroa Deisler	
Inversiones Invergas S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 850.492	56,62%	56,62%	0,23%	Sociedad de inversiones	Presidente: David Domb Julio Bertrand Planella Gabriel Matus	Clemente Gonzalez Veloso
Gasco Argentina S.A.	Sociedad Anónima Cerrada Argentina	Mar\$ 28	56,62%	56,62%	0,03%	Sociedad de Inversiones	Presidente: Guillermo Walter Klein	

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
Inversiones Atlántico S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 7.048.827	56,62%	56,62%	0,97%	Sociedad de inversiones	Presidente: Mauricio Balbontín O'Ryan Carmen Figueroa Deisler Rodolfo Freyre Duggan	Mauricio Balbontín O'Ryan
Gascart S.A.	Sociedad Anónima Cerrada Argentina	MAr\$ 186.370	28,31%	28,31%	0,38%	Sociedad de inversiones	Presidente: Ricardo Cruzat Ochagavía Gerardo Mario Frigerio Rodolfo Freyre Duggan Adolfo Pagliarulo Guillermo Walter Klein	
Gasoducto del Pacífico Cayman Limited	Sociedad Anónima Cerrada	MUS\$ 50	32,10%	15,12%	0,00%	Sociedad de inversiones	Presidente: Mauricio Balbontín O'Ryan Rodrigo Bloomfield Eduardo Cabello Correa Alejandro Fernández Rodolfo Freyre Duggan Gabriel León Hugo Martelli Sebastián Raggio Pablo de Rosso	
Autogasco S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 5.856.875	56,62%	56,62%	0,46%	Distribución y venta de gas natural vehicular	Presidente: Cristián Aguirre Grez María Paulina Brain Santander Manuel José Bennet Guzmán	Manuel Bennett Guzmán
Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 3.200.000	48,13%	48,13%	0,01%	Prestación de servicios de transporte público y privado de pasajeros y carga	Presidente: Rodolfo Freyre Duggan Lorenzo Davico Maggi Jaime Yanguas Martin	Samuel Redel Matz
Tecnet S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 1.718.700	100,00%	100,00%	0,20%	Verificación y calibración e equipos de medida	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Alfonso Mülchi Ciangherotti
Transformadores Tusan S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 3.333.730	100,00%	100,00%	0,52%	Fabricación y venta de transformadores y equipos eléctricos	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Augusto Wiegand Puysegur
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 16.168.934	100,00%	100,00%	0,57%	Servicios informáticos	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Eduardo Morandé Montt(**) Mauricio Russo Camhi(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Tomás Morales Jaureguiberry
Comercial & Logística General S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 5.583.820	100,00%	100,00%	4,39%	Servicios logísticos y compraventa de materiales eléctricos	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Tomás Morales Jaureguiberry
Novanet S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 51.259.444	100,00%	100,00%	0,31%	Comercialización de productos y servicios, y prestación de comunicación y call center	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Eduardo Morandé Montt(**) Mauricio Russo Camhi(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glena(**)	Tomás Morales Jaureguiberry

Nombre	Naturaleza Jurídica	Capital Suscrito y Pagado	Participación de CGE al		% activo filial/coligada sobre matriz/coligante (***)	Objeto Social Resumido	Directores Titulares	Gerente General
			31-12-2014	31-12-2013				
Energy Sur S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 129.526	55,00%	55,00%	0,04%	Servicios de mantención, diagnóstico y ensayo de transformadores.	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Erick Grüttner Grimal Guillermo Hayes Morales Pablo Sobarzo Mierzo(**) Augusto Wiegand Puysegur	Guillermo Hayes Morales
Hormigones del Norte S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 496.456	100,00%	100,00%	0,07%	Fabricación y venta de postes y prefabricados de hormigón.	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Augusto Wiegand Puysegur	Francisco Álvarez Blake
Inversiones y Gestión S.A.	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 46.683.881	100,00%	100,00%	1,46%	Compra, venta y explotación de bienes raíces	Presidente: Gonzalo Palacios Vásquez(**) Mauricio Russo Camhi(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Wilhelm Wendt Glens(**)	Tomás Morales Jaureguiberry
Inversiones San Sebastián S.A. (Edelmag)	Sociedad Anónima Cerrada	M\$ 26.924	55,22%	55,22%	0,01%	Explotación ganadera, actividad inmobiliaria, comercial e inversiones.	Presidente: Jorge Jordán Franulic Edilia Mancilla Caro Gonzalo Palacios Vásquez(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Carlos Yáñez Antonucci	Carlos Yáñez Antonucci
TV Red S.A. (Edelmag)	Sociedad Anónima Cerrada.	M\$ 755.284	49,70%	49,70%	0,06%	Servicio de televisión por cable.	Presidente: Jorge Jordán Franulic Gonzalo Palacios Vasquez(**) Rafael Salas Cox(**) Pablo Sobarzo Mierzo(**) Carlos Yáñez Antonucci	Álvaro Gallardo Cubillos

(*) Director de la Sociedad Matriz CGE S.A.

(**) Gerente o Ejecutivo de la Sociedad Matriz CGE S.A.

(***) Para las subsidiarias, corresponde al Total de Activos de la subsidiaria dividido por los Activos Consolidados de CGE S.A., mientras que para las asociadas corresponde al Valor Patrimonial de la Inversión en dicha empresa dividido por los Activos Consolidados de CGE S.A.

INFORME DE GESTIÓN COMITÉ DE DIRECTORES 2014



INFORME GESTIÓN COMITÉ DIRECTORES 2014

E

l siguiente informe de gestión, es preparado conforme a lo dispuesto en el N° 5 del inciso 8° del artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, y tiene por objeto informar las actividades realizadas por el Comité de Directores de Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), durante el año 2014.

Habiéndose procedido a la renovación total del Directorio de CGE en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el día 18 de abril de 2012 y de acuerdo a lo indicado en el artículo 50 bis de la LSA y las instrucciones impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) a través del Oficio Circular N° 1.956 de fecha 22 de diciembre de 2009, en sesión ordinaria de Directorio N° 1.960 de fecha 27 de abril de 2012 y conforme a lo dispuesto por el inciso 9° del artículo 50 bis de la LSA, don Antonio Bascuñán Valdés, en su carácter de único director independiente según lo dispuesto por el inciso 3° del artículo 50 bis de la LSA, procedió a nombrar como integrantes del Comité de Directores a los señores Directores don Cristián Neuweiler Heinsen y a don Andrés Pérez Cruz.

En consecuencia, a contar del día 27 de abril de 2012, el Comité de Directores de la Sociedad quedó integrado por los Directores don Antonio Bascuñán Valdés, don Cristián Neuweiler Heinsen y don Andrés Pérez Cruz.

En sesión extraordinaria de Directorio de CGE celebrada con fecha 20 de noviembre de 2014 los Directores señores Cristian Neuweiler Heinsen y Andrés Pérez Cruz, ambos integrantes del Comité de Directores de la Sociedad, presentaron sus renuncias al cargo de Director de CGE, las cuales fueron aceptadas por el Directorio. Con motivo de dichas renuncias, en sesión extraordinaria de Directorio de la Sociedad, celebrada el mismo día 20 de noviembre de 2014, don Antonio Bascuñán Valdés, en su carácter de único

director independiente, procedió a nombrar como integrantes del Comité de Directores de CGE a los señores Directores don Carlos J. Alvarez Fernández y a don Manuel García Cobaleda quienes aceptaron la designación y comprometieron sus esfuerzos para cumplir en la mejor forma el cometido que la ley les señala.

En consecuencia, a contar del día 20 de noviembre de 2014, el Comité de Directores de la Sociedad quedó integrado por los Directores don Antonio Bascuñán Valdés, don Carlos J. Alvarez Fernández y don Manuel García Cobaleda. Preside el Comité el Director don Antonio Bascuñán Valdés y como Secretario del Comité actúa el Gerente Corporativo Legal, señor Rafael Salas Cox.

Durante el ejercicio 2014 el Comité realizó 10 sesiones ordinarias, lo que le permitió cumplir la labor de análisis y examen de los antecedentes en los temas de su competencia fijados por la ley, para su posterior información al Directorio.

El presente informe de gestión contiene un resumen de las actuaciones realizadas por el Comité y los acuerdos adoptados al respecto.

1. SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 93, DE FECHA 30 DE ENERO DE 2014.

Con fecha 30 de enero de 2014 se llevó a cabo la sesión N° 93 del Comité de Directores de CGE. En dicha oportunidad el Comité se reunió con el objeto de tratar las siguientes materias:

Examen y Aprobación de los Estados Financieros Correspondientes al Ejercicio 2013.

El Comité examinó el balance y demás estados financieros de la sociedad, correspondientes al ejercicio comprendido entre el 1° de enero y el

31 de diciembre de 2013 y los informes de los auditores externos.

Los señores Directores revisaron el informe sobre el balance y los estados financieros de CGE, al 31 de diciembre de 2013, incluyendo el dictamen de los auditores externos Ernst & Young Limitada, los cuales fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera y de acuerdo a los contenidos y plazos establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros.

A esta sesión concurrieron especialmente invitados los representantes de Ernst & Young Limitada, quienes informaron al Comité respecto de las situaciones de interés financiero – contable, incluyendo las materias relevantes de la contabilidad y auditoría del ejercicio y sus efectos consolidados y requerimiento de la Circular N° 979 de la SVS.

Luego del examen de los antecedentes proporcionados, el Comité de Directores aprobó —por unanimidad— el Balance y los Estados Financieros Consolidados de CGE y los informes de los Auditores Externos, correspondientes al ejercicio comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2013.

Evaluación Trabajo Anual de los Auditores Externos
El Comité procedió a la evaluación del trabajo efectuado por los Auditores Externos, sobre la base de las evaluaciones efectuadas por sus Directores integrantes y los ejecutivos designados para tales efectos, en la que cada evaluador debió pronunciarse sobre diversos aspectos del trabajo de los auditores externos, en materias que, entre otras, abarcaron el entendimiento del negocio, equipo profesional, administración del trabajo, comunicación, resultados y grado de satisfacción con el servicio recibido. El Comité efectuó una revisión de las evaluaciones entregadas destacando que el resultado de dichas evaluaciones, sobre la base de una escala de evaluación con notas de 1 a 5 en la que 1 corresponde a una opinión de total desacuerdo y 5 de total acuerdo, mostró que en los diversos aspectos evaluados, los promedios de las evaluaciones se ubicaron en notas 4 a 4,5 (medianamente a totalmente de acuerdo) con un grado de satisfacción adecuado.

El Comité encomendó al Gerente Corporativo de Finanzas la confección de un documento

que refundiese el resultado de las evaluaciones efectuadas, con el objeto de que este fuera distribuido a todos los Directores de la Sociedad.

Evaluación Trabajo Anual de Auditoría Interna.

El Comité efectuó la revisión de las actividades realizadas por la auditoría interna de la empresa durante el ejercicio 2013, que incluyó las auditorías planificadas y las no planificadas y los principales procesos auditados. Luego se revisaron las actividades y avances relacionados con la implementación del modelo de prevención de delitos de la Ley 20.393 sobre Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas y finalmente el Comité revisó los principales aspectos que serían abordados en la planificación de las auditorías para el año 2014.

Autoevaluación del Trabajo Realizado por el Comité Durante el Ejercicio 2013.

El Comité procedió a la autoevaluación del trabajo efectuado durante el ejercicio, sobre la base de las autoevaluaciones efectuadas por cada uno de sus Directores integrantes y del Gerente General, en la que cada evaluador debió pronunciarse sobre diversos aspectos, en temas que entre otros abarcaron funciones específicas del Comité de Directores en materias de auditoría externa, auditoría interna, clasificación de riesgo, operaciones con partes relacionadas, sistema de remuneraciones y estados financieros; y funciones generales en materias relacionadas con su administración, cultura y apoyo recibido. El resultado de dichas evaluaciones, sobre la base de una escala de evaluación con notas de 1 a 5 en la que 1 corresponde a una opinión de total desacuerdo y 5 de total acuerdo, mostró que en los diversos aspectos evaluados los promedios de las evaluaciones se ubicaron un rango de 4 a 5 (medianamente a totalmente de acuerdo).

El Comité encomendó al Presidente la confección de un documento que refundiese el resultado de las evaluaciones efectuadas, con el objeto de que este fuera distribuido a todos los Directores de la Sociedad.

Informe Anual de Gestión de Comité Año 2013.

En la referida sesión y en conformidad a lo dispuesto por el N° 5 del inciso 8° del artículo 50 bis de la LSA, correspondió al Comité el examen

y aprobación del informe anual de su gestión correspondiente al ejercicio 2013.

Después de un análisis detallado de la información indicada, el Comité, por unanimidad, acordó aprobar el Informe de su Gestión correspondiente al año 2013.

2. SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 94, DE FECHA 3 DE MARZO DE 2014.

Proposición al Directorio de los Auditores Externos a ser Sugeridos en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

En conformidad a lo dispuesto por el número 2 del inciso 8° del artículo 50 bis de la LSA, el Comité de Directores procedió al análisis referido a la propuesta de auditores externos que son sugeridos a la junta ordinaria de accionistas de la Sociedad.

A tal respecto se analizaron los avances del proceso llevado adelante por la administración que consistió en la invitación a tres empresas auditoras inscritas en el Registro de Empresas de Auditoría Externa de la Superintendencia de Valores y Seguros, concurriendo en este proceso Ernst & Young, Deloitte y KPMG.

El Comité realizó un análisis de las distintas propuestas recibidas por las empresas de auditoría antes referidas, con especial énfasis en las horas y recursos que cada una informó destinaría a los procesos de revisión, como sus respectivas experiencias en servicios de auditoría externa, en particular los conocimientos y experiencia de los equipos que estarían a cargo de los referidos procesos de revisión. Dada la buena evaluación del trabajo de auditoría realizado durante 2013, la unanimidad del Comité acordó proponer al Directorio de la Sociedad sugerir a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad la designación como auditor externo para el ejercicio 2014 a la firma Ernst & Young Limitada.

Considerando que las tres firmas auditoras son de primer nivel en Chile, la principal consideración que el Comité tuvo presente para efectuar dicha proposición, es la positiva evaluación del trabajo de auditoría realizado durante 2013, considerando que dichos auditores han venido prestando

servicios de auditoría continuos sólo desde hace dos años.

Sin embargo, para el evento que la junta rechazara la primera proposición, el Comité, por unanimidad acordó proponer al Directorio de la Sociedad sugerir a la Junta General Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, como alternativa, a la firma Deloitte.

Presentación de la Memoria Anual Preliminar

El Comité efectuó la revisión de un borrador preliminar de la Memoria Anual de la Sociedad, correspondiente al ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013. En tal sentido se revisó el proceso de confección de la memoria, los principales alcances de la normativa aplicables en lo concerniente a la obligación de confeccionar la memoria anual de la Sociedad, el detalle de los gastos asociados al proceso, las responsabilidades asignadas a las distintas áreas y gerencias de CGE y finalmente las distintas etapas que contiene el proceso de confección de la memoria.

Revisión de Riesgos Reputacionales

El Gerente Corporativo de Estrategia Comercial y Servicio al Cliente efectuó una presentación al Comité, en la que se revisaron los conceptos definidos para reputación corporativa de CGE. Seguidamente se expusieron las variables claves que a juicio de la organización deben ser consideradas para gestionar bien la reputación corporativa y las características del plan de trabajo considerado con el fin de contar con un modelo integrado de gestión de riesgos reputacionales.

El Comité manifestó su conformidad con el plan de trabajo propuesto para la implementación de un modelo integrado de gestión de riesgos reputacionales, destacando la necesidad de implementar desde ya su primera fase prevista para el segundo trimestre de 2014.

3. SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 95, DE FECHA 24 DE MARZO DE 2014.

Control Interno. Revisión del Plan Anual de Auditoría 2014.

En la sesión, que contó con la presencia del

Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnología y con el Subgerente Corporativo de Contraloría y Seguridad, el Comité revisó detalladamente el plan anual de auditoría interna de la Sociedad para el ejercicio 2014, incluido el detalle a las actividades consideradas en materia de gestión de riesgos, seguimiento de las observaciones de control interno efectuadas por los auditores externos, auditoría continua, metodología de auditoría interna y métrica de evaluación. Asimismo fueron analizados los avances en el proceso de gestión de riesgos de la Sociedad.

Seguidamente y con la asistencia del Subgerente Corporativo de Soluciones de Negocios, el Comité revisó las materias referidas a seguridad informática y riesgo operacional, incluidos el detalle de las distintas iniciativas, sus avances y objetivos en los temas relativos a la gestión, gobierno y cumplimiento en tecnologías e informática, datacenter y hardware (servidores), de los distintos sistemas y aplicaciones y en materia de comunicaciones y seguridad perimetral.

Sistemas de Compensación de Gerentes y Ejecutivos Principales.

El Comité procedió a tratar las materias referidas al análisis de sistema de compensación de gerentes y ejecutivos principales, con énfasis en la matriz de desempeño e indicadores de gestión, evaluación de desempeño y nivel de compensación y valorización del sistema de compensación.

En la sesión intervino el Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnologías y el Gerente Corporativo de Finanzas, quienes efectuaron una presentación en relación con las materias antes referidas, incluyendo un análisis de la política de remuneraciones variables para los ejecutivos principales del Grupo CGE, sus definiciones y metas de rendimiento financiero, las depuraciones financieras efectuadas a los objetivos de las distintas cartas metas en lo referente a las variables financieras aplicadas, encargos corporativos y los resultados de los encargos corporativos.

Revisión de la Memoria de la Sociedad Correspondiente al Ejercicio 2013.

El Comité realizó una revisión de la Memoria de la sociedad, correspondiente al ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013, la cual fue preparada de acuerdo con los

contenidos y plazos establecidos por las normas pertinentes impartidas por la Superintendencia de Valores y Seguros. Efectuada dicha revisión, el Comité manifestó su conformidad con los contenidos de la misma.

Plan de Trabajo del Comité.

A instancias de la propuesta efectuada por el Presidente, el Comité procedió al análisis de un plan de trabajo para el para el período mayo 2014 a abril 2015 que incluye el tratamiento, examen y aprobación de las materias correspondientes a las facultades y deberes, agrupados en temas de Información Financiera, Auditoría Externa, Clasificadores de Riesgo, Control Interno, Transacciones entre Partes Relacionadas, Sistemas de Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales y las propias de Administración del Comité de Directores.

La unanimidad de los Directores integrantes del Comité, aprobó el plan de trabajo para el período mayo de 2014 a abril de 2015, en los términos contenidos en la propuesta efectuada por el Presidente, a quien se le encomendó proporcionar esta información al Presidente del Directorio.

Proposición al Directorio del Presupuesto del Comité para ser Sometido a la Aprobación de la Junta Ordinaria de Accionistas Para el Ejercicio 2014.

El Comité efectuó un análisis de la estimación de los gastos que podrían demandar las principales actividades del Comité a desarrollar durante el ejercicio, considerando el plan de trabajo ejecutado durante el ejercicio pasado en cumplimiento de sus deberes y atribuciones legales.

Luego del referido análisis, el Comité, por unanimidad, acordó proponer al Directorio de la Sociedad someter a la aprobación de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas un presupuesto de gastos para su funcionamiento y el de sus asesores, equivalente a la suma de las remuneraciones anuales de los directores miembros de Comité. Dicho presupuesto corresponde al mínimo establecido por la LSA.

4. SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 96, DE FECHA 29 DE ABRIL DE 2014.

Examen y Aprobación de los

Estados Financieros del Período Enero-Marzo 2014.

El Comité procedió al examen de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de CGE al 31 de marzo del 2014, los cuales fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financieras (IFRS) y a los contenidos y plazos establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros.

Luego del examen de los antecedentes proporcionados, el Comité de Directores aprobó, por unanimidad, los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Compañía General de Electricidad S.A., correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2014.

Avances en la Formalización de Procesos de la Subgerencia Corporativa de Administración de Valores

Seguidamente y con la presencia de los consultores MiraGroup Consulting, el Comité procedió al análisis de los avances del proyecto de formalización de procesos y riesgos de la Subgerencia Corporativa de Administración de Valores. En tal oportunidad se analizaron el ámbito del proyecto, cada una de las fases del trabajo e implementación efectuada, el modelo de gestión de procesos utilizado y las conclusiones generales del proyecto, entre las cuales destacó la definición de los objetivos operacionales de la Subgerencia, la potenciación de los requerimientos para las funcionalidades a implementar en el nuevo sistema con los resultados de la gestión de procesos y riesgos asociados.

5. SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 97, DE FECHA 26 DE MAYO DE 2014.

Clasificadores Privados de Riesgo – Revisión de la Clasificación de la Sociedad.

De acuerdo al programa de trabajo del Comité, y con la presencia de los representantes de los Clasificadores Privados de Riesgo, Fitch Chile, el Comité procedió a la revisión de los contenidos, criterios y otros aspectos incluidos en la clasificación de riesgo de los valores emitidos por CGE y sus filiales efectuada por dichos clasificadores con fecha 22 de abril de 2014.

En dicha sesión se analizaron los diversos aspectos relacionados con la metodología de la clasificación, la evaluación del emisor en consideración al riesgo de negocios y el riesgo financiero, el perfil crediticio de CGE, incluyendo el análisis de la estructura resumida del Grupo, las fortalezas, debilidades y amenazas del perfil, un resumen financiero, la evolución de la clasificación y finalmente la evolución de los indicadores de endeudamiento y de cobertura.

Destacaron los Clasificadores la ratificación de la clasificación A+ y el cambio en la clasificación en escala nacional de un “outlook” estable a positivo en CGE y sus filiales CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Transnet S.A. y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. Expresaron que el cambio de outlook refleja la consolidación de una recuperación generalizada en las medidas de protección crediticia tanto de la compañía matriz como de sus filiales eléctricas, evidenciada al cierre del 2013, y la expectativa de Fitch de que estructuralmente estas mejoras sean sostenibles en el tiempo.

Contratación de Clasificadores Privados de Riesgo. De conformidad a lo dispuesto por el artículo 50 bis, inciso 8°, N°2 de la Ley de Sociedades Anónimas, en la misma sesión el Comité se pronunció sobre la contratación de los clasificadores privados de riesgo.

Al respecto, para período junio 2014 a mayo 2015, se efectuaron las cotizaciones pertinentes con las firmas Feller – Rate, Fitch Chile, Humphreys e ICR. El Comité analizó el detalle de las propuestas recibidas por las distintas clasificadoras, incluyendo la experiencia en el rubro, clientes más relevantes, y los precios ofrecidos.

Finalmente, el Comité acordó proponer al Directorio de la Sociedad la contratación para el período junio 2014 a mayo 2015, de los clasificadores privados de riesgo Feller - Rate Clasificadora de Riesgo Ltda. y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda., para los servicios de clasificación de riesgo a nivel nacional de los instrumentos de oferta pública emitidos por CGE.

Examen del Plan de Trabajo de los Auditores Externos para el Ejercicio 2014

A la sesión concurrieron especialmente invitados los representantes de los Auditores Externos, la firma auditora Ernst & Young Ltda., quienes

efectuaron una presentación al Comité del plan de trabajo de la auditoría externa del GRUPO CGE para el ejercicio 2014. A tal efecto, los auditores presentaron en detalle al equipo de trabajo a cargo del Grupo, los aspectos generales de la auditoría considerada, un resumen esquemático del proceso de auditoría incluido el plan de control interno, el cronograma de actividades dispuestas para la auditoría del ejercicio y fechas clave con el detalle de la metodología aplicada y el resumen de las distintas fases y actividades asociadas. Seguidamente efectuaron un resumen de los informes a emitir durante la auditoría, entregaron la propuesta de calendario de reuniones y se refirieron al alcance de la revisión tributaria para la auditoría y de los controles generales de tecnología de la información y a las materias relativas al aseguramiento de la calidad para el año 2014.

El Comité manifestó su conformidad con el plan de trabajo presentado por los auditores externos.

Contratación de los Auditores Externos para la Prestación de Servicios que no Forman Parte de la Auditoría.

Conforme a lo dispuesto por el artículo 242 de la Ley de Mercado de Valores, el Comité examinó la operación relativa a la contratación de los auditores externos Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría Limitada, para la prestación de servicios consistentes en el análisis y la estimación de los efectos que podían producir para la Sociedad la entrada en vigencia de las modificaciones que al sistema tributario chileno, según el contenido y avance del proyecto de ley de reforma tributaria que dicha fecha se encontraba para su aprobación en el Senado, en segundo trámite constitucional.

Luego de su análisis, el Comité de Directores acordó proponer al Directorio de la Sociedad la contratación de los auditores externos Ernst & Young Servicios Profesionales de Auditoría Limitada, para la prestación de servicios antes referidos.

6.- SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 98, DE FECHA 23 DE JUNIO DE 2014.

Control Interno. Revisión del Plan Anual de Auditoría 2014.

En la sesión, que contó con la presencia del Gerente Corporativo de Personas, Procesos

y Tecnología y con el Subgerente Corporativo de Contraloría y Seguridad, el Comité revisó detalladamente el avance del plan anual de auditoría interna de la Sociedad para el ejercicio 2014, incluido el detalle de las auditorías previstas para la fusión de las filiales CGE DISTRIBUCIÓN y EMELECTRIC/EMETAL y las filiales CONAFE y ENELSA, y las actividades consideradas para la adecuada gestión de riesgos de la Sociedad. Asimismo se analizaron los principales hallazgos de las auditorías y el avance en la implementación del modelo de gestión de riesgos y del modelo de prevención de delitos de la Ley 20.393.

Sistemas de Remuneraciones y Planes de Compensación de Gerentes y Ejecutivos Principales.

El Comité, con la intervención del Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnología, efectuó un análisis de las materias referidas al análisis de la política de remuneraciones, en relación con el sistema de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes y ejecutivos principales de la Sociedad. A tal efecto se realizó un análisis de la estructura de compensaciones vigente aplicada en CGE, de sus principios básicos y de la metodología utilizada.

7.- SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 99, DE FECHA 30 DE JULIO DE 2014.

Examen y Aprobación de Los Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de Junio de 2014.

El Comité realizó el examen de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de CGE al 30 de junio del 2014, los cuales fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financieras (IFRS) y a los contenidos y plazos establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros.

Dicha revisión incluyó la revisión del borrador del informe de revisión de Estados Financieros Consolidados Intermedios emitido por los Auditores Externos Ernst & Young Ltda.

A la sesión concurrieron especialmente invitados los representantes de los Auditores Externos Ernst & Young Ltda, quienes informaron al Comité respecto de las situaciones de interés financiero – contable, incluyendo las materias relevantes de la

contabilidad y auditoría del período enero – junio 2014 y sus efectos consolidados.

Luego del examen de los antecedentes proporcionados, el Comité de Directores aprobó—por unanimidad— los Estados Financieros Consolidados Intermedios de CGE, correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2014.

Análisis del Proyecto de Reforma Tributaria

Seguidamente el Comité, con la presencia del Gerente Corporativo de Finanzas y del Subgerente Corporativo de Contabilidad, examinó los principales aspectos contenidos en el Proyecto de Ley de Reforma Tributaria que modificó el sistema de tributación de renta, luego de que el 8 de julio de 2014 se firmara un protocolo de acuerdo entre los integrantes de la Comisión de Hacienda del Senado y el Ministerio de Hacienda.

Revisión de Riesgos Reputacionales.

El Comité, con la presencia del Gerente Corporativo de Estrategia Comercial y Servicio al Cliente, efectuó la revisión de los riesgos reputacionales de la Sociedad y las acciones de mitigación adoptadas. En la sesión se examinaron los avances habidos en la implementación de un modelo integrado de gestión de riesgos reputacionales, con especial énfasis en el proyecto desarrollado por la Gerencia Corporativa de Personas, Procesos y Tecnología denominado “Consultoría para la Elaboración de las Matrices de Riesgos” que cuenta con la asesoría externa de la firma Deloitte Chile.

En la misma sesión el Comité revisó el diseño del mapa de riesgos operacionales de CGE que tiene por finalidad gestionar las zonas más riesgosas que afectan a las operaciones de CGE y sus filiales del área electricidad y servicios.

Avances en la Implementación del Sistema de Administración de Registro Accionario de la Subgerencia Corporativa de Administración De Valores

En la referida sesión el Comité, en conjunto con el Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnología analizó los avances registrados en la implementación del nuevo sistema SARA (Sistema

de Administración de Registro Accionario) con los resultados de la gestión de procesos y riesgos asociados.

Sistemas de Remuneraciones y Planes de Compensación de Gerentes y Ejecutivos Principales.

Seguidamente el Comité revisó las materias referidas a la evaluación y estructura de cargos y estructura de compensaciones, en relación con el sistema de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes y ejecutivos principales de la Sociedad.

En tal sentido, el Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnología efectuó una presentación en la que mostró la descripción de la metodología de evaluación de los cargos de los ejecutivos principales basada en el modelo HAY, refiriéndose en detalle a la estructura de cargos de CGE y filiales del área electricidad y servicios. Asimismo se revisó la estructura de las compensaciones de los ejecutivos principales y se presentó el estudio de las escalas salariales del Grupo para distintos percentiles y su comparación con la práctica interna de ejecutivos de CGE.

8.- SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 100, DE FECHA 25 DE AGOSTO DE 2014.

Clasificadores Privados de Riesgo – Revisión de la Clasificación de la Sociedad.

De acuerdo al programa de trabajo del Comité, y con la presencia de los representantes de los Clasificadores Privados de Riesgo, Feller Rate Clasificadora de Riesgo Ltda., el Comité procedió a la revisión de los contenidos, criterios y otros aspectos incluidos en la clasificación de riesgo de los valores emitidos por CGE y sus filiales efectuada por dichos clasificadores con fecha 8 de agosto de 2014.

En dicha sesión se analizaron los diversos aspectos relacionados con la metodología de la clasificación, que incluye los temas referidos a la evaluación del emisor en consideración al riesgo de negocios y la situación financiera, el grado de vinculación entre la matriz y sus principales subsidiarias y las características de la industria. También se informó

sobre el perfil de negocios de CGE, y los distintos factores que configuran el perfil financiero.

Asimismo se mostraron las fortalezas y riesgos del perfil, la evolución de la clasificación y finalmente la evolución de los indicadores de endeudamiento y de cobertura de CGE y filiales.

Los clasificadores de riesgo destacaron que la clasificación de la solvencia y de las líneas de bonos de CGE subió desde "AA-" a "AA" y que se mantuvo en "Primera Clase Nivel 2" la clasificación de sus acciones. Señalaron que el alza en la clasificación responde al fortalecimiento de su perfil financiero, producto de las mejoras consistentes logradas durante los últimos años.

Revisión del Trabajo de los Auditores Externos a Junio de 2014.

El Comité, en conjunto con Gerente Corporativo de Finanzas efectuó una revisión del trabajo efectuado por los Auditores Externos hasta el mes de junio de 2014, considerando que a dicha fecha habían efectuado un informe de revisión interina de los estados financieros.

Control Interno. Revisión del Plan Anual de Auditoría 2014.

En la sesión, que contó con la presencia del Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnología y con el Subgerente Corporativo de Contraloría y Seguridad, el Comité revisó detalladamente el plan anual de auditoría interna de la Sociedad para el ejercicio 2014, con especial énfasis en el mapa de riesgos relevantes y el cumplimiento de las auditorías planificadas para el ejercicio. En dicha oportunidad se analizaron los principales hallazgos de las auditorías realizadas y el avance en la implementación del modelo de gestión de riesgos y del modelo de prevención de delitos de la Ley 20.393, con especial atención en el procedimiento establecido para la creación de una línea o canal de denuncias.

Seguidamente, el Comité revisó las materias referidas a seguridad informática y riesgo operacional, en los temas relativos a comunicaciones y seguridad perimetral, sistemas y aplicaciones, datacenters y hardware y los temas referidos a gestión, gobierno y cumplimiento. Para cada una de dichas materias se analizaron indican los objetivos propuestos y el avance de las actividades involucradas hasta la fecha.

9.- SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 101, DE FECHA 29 DE OCTUBRE DE 2014.

Clasificadores Privados de Riesgo – Revisión de la Clasificación de la Sociedad.

El Comité, en conjunto con el Gerente Corporativo de Finanzas, revisó la nueva clasificación de riesgo de los valores de oferta pública emitidos por CGE y sus filiales, efectuada con fecha 30 de septiembre por los Clasificadores Privados de Riesgo, Fitch Chile.

Concurrieron a la sesión los representantes de Fitch Chile quienes efectuaron una presentación al Comité relativa a los contenidos, criterios y otros aspectos incluidos en la clasificación de riesgo de los valores emitidos por CGE y sus filiales. En la presentación describieron con detalle los fundamentos de la clasificación de riesgo de CGE, los diversos aspectos relacionados con la metodología de la clasificación, el perfil crediticio de CGE, incluyendo el análisis de la estructura resumida del Grupo, las fortalezas, debilidades y amenazas del perfil, un resumen financiero, la evolución de la clasificación y finalmente la evolución de los indicadores de endeudamiento y de cobertura.

Destacaron dichos representantes la mejora de la clasificación de A+ a AA- de CGE y sus filiales CGE Distribución S.A. y Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y de A+ a AA de sus filiales Transnet S.A. y Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. Señalaron que el alza en las clasificaciones refleja la consolidación de una recuperación generalizada en las medidas de protección crediticia tanto de CGE como de sus filiales eléctricas a partir de 2013, y que la expectativa de Fitch es que estructuralmente estas mejoras serán sostenibles en el tiempo.

Seguidamente los clasificadores presentaron al Comité un análisis de los distintos aspectos considerados por Fitch Chile con ocasión de la oferta pública de adquisición del 100% de las acciones de CGE anunciada con fecha 12 de octubre por Gas Natural Fenosa (GNF, clasificada por Fitch en BBB+, Outlook Estable). Señalaron que luego del anuncio de compra, Fitch ratificó la clasificación internacional de GNF en BBB+ con Outlook Estable.

Examen y Aprobación de los Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de Septiembre de 2014

El Comité realizó el examen de los Estados Financieros Consolidados Intermedios de CGE al 30 de septiembre del 2014, los cuales fueron preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financieras (IFRS) y a los contenidos y plazos establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros.

Luego del examen de los antecedentes proporcionados, el Comité de Directores aprobó, por unanimidad, los Estados Financieros Consolidados Intermedios de Compañía General de Electricidad S.A., correspondientes al período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2014.

10. SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 102, DE FECHA 3 DE DICIEMBRE DE 2014.

Informe Control Interno, Circular 980 SVS

Conforme a lo dispuesto por el artículo 50 bis, inciso 8° N° 7 de la Ley de Sociedades Anónimas, el Comité de Directores procedió al examen del informe de control interno emitido con fecha 28 de noviembre de 2014 por los Auditores Externos Ernst & Young Limitada en conformidad a lo establecido por la Circular N° 980 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 24 de diciembre de 1990.

Concurrieron al Comité los representantes de la firma auditora Ernst & Young Ltda., quienes informaron al Comité respecto de las observaciones formuladas en los ámbitos administrativo contable, gobierno de tecnología de la información y de auditoría interna.

Luego de efectuado un análisis de los antecedentes expuestos, el Comité tomó conocimiento del informe de control interno emitido por los Auditores Externos Ernst & Young Limitada, y por unanimidad, acordó proponer al Directorio se adopten las medidas conducentes al cumplimiento de las recomendaciones efectuadas por los auditores.

Control Interno. Mapa de Riesgos Relevantes - Seguridad Informática y Riesgo Operacional.

El Comité trató las materias referidas a la revisión del plan anual de auditoría, en lo concerniente a los avances del mapa de riesgos relevantes de la Sociedad, seguridad informática y riesgo operacional.

Al respecto el Comité examinó los avances informados por la Gerencia Corporativa de Personas, Procesos y Tecnologías en lo que atañe al mapa de riesgos relevantes, el detalle de las auditorías planificadas para el ejercicio y de las auditorías realizadas en las distintas empresas del Grupo CGE. Seguidamente se analizaron los avances relacionados con el plan de seguridad informática y riesgo operacional.

Sistemas de Remuneraciones y Planes de Compensación de Gerentes y Ejecutivos Principales. Plan de Sucesión.

De acuerdo al programa de trabajo aprobado por el Comité, en la sesión se revisaron los avances en las materias referidas al análisis del sistema de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes y ejecutivos principales de la Sociedad, con énfasis en la revisión de la matriz de desempeño, indicadores de gestión y competencias.

En la misma sesión el Gerente Corporativo de Personas, Procesos y Tecnologías expuso en relación con el plan de sucesión de gerentes y ejecutivos principales, refiriéndose a los objetivos, a las etapas involucradas y a los avances del plan.

11.- SESIÓN DEL COMITÉ DE DIRECTORES N° 103, DE FECHA 14 DE ENERO DE 2015.

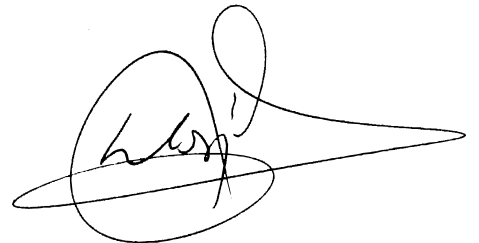
Informe Anual de Gestión del Comité año 2014.

El Comité, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la LSA, aprobó el Informe Anual de Gestión del año 2014 que será presentado a la Junta Ordinaria de Accionistas e incorporado en la memoria anual del ejercicio 2014.

Santiago, 14 de enero de 2015.



Antonio Bascuñán Valdés
Presidente



Carlos J. Alvarez Fernández
Director



Manuel García Coboleda
Director



Rafael Salas Cox
Secretario



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



CGE DISTRIBUCIÓN

Av. Presidente Riesco 5561, Piso 14
Tel.: (56-2) 2680 7200
Santiago - Chile

CONAFE

Limache 3637
Tel.: (56-32) 234 48001
Viña del Mar - Chile

EMELARI

Baquedano 731
Tel.: (56-58) 238 1201
Arica - Chile

ELIQSA

Zegers 469
Tel.: (56-57) 246 1014
Iquique - Chile

ELECDA

Av. Pedro Aguirre Cerda 5558
Tel.: (56-55) 268 1405
Antofagasta - Chile

EMELAT

Av. Circunvalación
Ignacio Carrera Pinto 51
Tel.: (56-52) 248 3102
Copiapó - Chile

EMELECTRIC

Ortúzar 376
Tel.: (56-2) 787 4422
Melipilla - Chile

TRANSEMEL

Av. Presidente Riesco 5561, Piso 15
Tel.: (56-2) 234 48169
Santiago - Chile

EDELMAG

Croacia 444
Tel.: (56-61) 714 010
Punta Arenas - Chile

TRANSNET

Av. Presidente Riesco 5561, Piso 12
Tel.: (56-2) 2280 7000
Santiago - Chile

EDET

Avellaneda 205
Tel.: (54-381) 450 1210
San Miguel de Tucumán Argentina

EJESA y EJSEDSA

Empresa Jujeña de Energía S.A.
Av. Independencia 60
Tel.: (54-388) 423 9500
San Salvador de Jujuy Argentina

ENERGÍA SAN JUAN

Mendoza 50 (Sur)
Tel.: (54-264) 4290 300
San Juan - Argentina

GASCO

Santo Domingo 1061
Tel.: (56-2) 2694 4444
Santiago - Chile

GASMAR

Apoquindo 3200, Piso 11
Tel.: (56-2) 2328 3200
Santiago - Chile

GAS SUR

Anibal Pinto 215
Tel.: (56-41) 266 0800
Concepción - Chile

METROGAS

El Regidor 54
Tel.: (56-2) 2337 8769
Santiago - Chile

GASNOR

Avellaneda 295
Tel.: (54 -381) 450 1000
San Miguel de Tucumán
Argentina

IGSA

Av. Rosario Norte 407, Piso 11
Tel.: (56-2) 234 48013
Santiago - Chile

TUSAN

Av. Gladys Marín 6030
Tel.: (56-2) 2779 7636
Santiago - Chile

BINARIA

Teatinos 280 - Piso 2
Tel.: (56-2) 2680 7700
Santiago - Chile

CLG LOGÍSTICA

Av. Rosario Norte 407, Piso 11
Tel.: (56-2) 2344 8013
Santiago - Chile

TECNET

Av. Las Parcelas 5490
Tel.: (56-2) 2770 2801
Santiago - Chile

NOVANET

Av. Rosario Norte 407, Piso 11
Tel.: (56-2) 2344 8013
Santiago - Chile



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

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

(Expresados en miles de pesos chilenos)
Correspondientes a los ejercicios terminados al
31 de diciembre de 2014 y 2013



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS INDICE

	Página
I.- INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS	8
II.- ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	10
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO.	10
- Activos	10
- Patrimonio y pasivos	11
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION.	12
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL.	13
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO.	14
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO.	16
III.- NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.	17
1.- INFORMACION GENERAL.	17
2.- DESCRIPCION DE LOS SECTORES DONDE PARTICIPA EL GRUPO CGE.	17
2.1.- Sector electricidad.	17
2.2.- Sector gas.	25
3.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	28
3.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados.	28
3.2.- Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por el Grupo.	29
3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2014, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	30
3.4.- Bases de consolidación.	32
3.5.- Entidades subsidiarias.	35
3.6.- Transacciones en moneda extranjera y unidades de reajuste.	38
3.7.- Información financiera por segmentos operativos.	39
3.8.- Propiedades, planta y equipo.	39
3.9.- Propiedades de inversión.	41
3.10.- Activos intangibles.	41
3.11.- Costos por intereses.	43
3.12.- Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.	43
3.13.- Activos no corrientes mantenidos para la venta y grupos en disposición.	44
3.14.- Activos financieros.	44
3.15.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.	46
3.16.- Inventarios.	48
3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	48
3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.	48
3.19.- Capital social.	49
3.20.- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	49
3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.	49
3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.	49
3.23.- Beneficios a los empleados.	50
3.24.- Provisiones.	51
3.25.- Subvenciones estatales.	52
3.26.- Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	52



	Página
3.27.- Reconocimiento de ingresos.	52
3.28.- Arrendamientos.	53
3.29.- Contratos de construcción.	54
3.30.- Distribución de dividendos.	54
4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACION.	55
4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.	55
4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.	55
4.3.- Beneficios por indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.	55
4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.	56
4.5.- Reconocimiento de ingresos y costos de energía - Efectos Decreto 14 del Ministerio de Energía – Tarifas Subtransmisión..	56
5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.	57
5.1.- Riesgo financiero.	57
6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	61
7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	62
7.1.- Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	62
7.2.- Activos y pasivos de cobertura.	62
7.3.- Activos financieros disponibles para la venta.	64
7.4.- Jerarquías del valor razonable.	64
8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.	67
8.1.- Composición del rubro.	67
8.2.- Estratificación de la cartera.	70
8.3.- Resumen de estratificación de la cartera.	71
8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.	75
8.5.- Provisión y castigos.	75
8.6.- Número y monto de operaciones.	76
9.- CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.	76
9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	77
9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.	81
10.- INVENTARIOS.	83
10.1.- Información adicional de inventarios.	83
11.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.	84
12.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.	84
13.- INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	85
13.1.- Composición del rubro.	85
13.2.- Inversiones en asociadas.	86
13.3.- Sociedades con control conjunto.	88
13.4.- Inversiones en subsidiarias.	92



	Página
14.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA. 94
14.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles. 94
14.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida. 96
15.-	PLUSVALIA. 98
16.-	PROPIEDADES DE INVERSIÓN. 98
16.1	Composición y movimientos de las propiedades de inversión. 98
16.2	Conciliación entre tasación obtenida y tasación ajustada incluida en los estados financieros. 99
16.3	Ingresos y gastos de propiedades de inversión. 99
17.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO. 99
17.1.-	Vidas útiles. 99
17.2.-	Detalle de los rubros. 100
17.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo. 103
17.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo. 105
17.5.-	Costo por intereses. 105
17.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados. 105
17.7.-	Activos sujetos a arrendamientos financieros. 108
18.-	DETERIORO DE ACTIVOS. 108
18.1.-	Prueba de deterioro de propiedad, planta y equipos, plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida. 108
18.2.-	Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor. 109
19.-	IMPUESTOS DIFERIDOS. 110
19.1.-	Activos por impuestos diferidos. 110
19.2.-	Pasivos por impuestos diferidos. 111
19.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera. 111
19.4.-	Compensación de partidas. 112
20.-	PASIVOS FINANCIEROS. 113
20.1.-	Clases de otros pasivos financieros. 113
20.2.-	Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos. 114
20.3.-	Obligaciones con el público (bonos). 118
20.4.-	Obligaciones por arrendamiento financiero. 120
20.5.-	Garantías de cilindros. 122
20.6.-	Otros. 122
21.-	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR. 123
21.1.-	Pasivos acumulados (o devengados). 123
21.2.-	Información cuentas comerciales y otras cuentas por pagar con pagos al día y con plazos vencidos. 123
22.-	OTRAS PROVISIONES. 124
22.1.-	Provisiones – saldos. 124
22.2.-	Movimiento de las provisiones. 125



	Página
23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	126
23.1.- Detalle del rubro.	126
23.2.- Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	126
23.3.- Balance de las obligaciones post empleo y similares.	126
23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.	126
23.5.- Hipótesis actuariales.	127
24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS	127
24.1.- Ingresos diferidos.	128
24.2.- Contratos de construcción.	128
25.- PATRIMONIO NETO.	129
25.1.- Capital suscrito y pagado.	129
25.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.	129
25.3.- Política de dividendos.	129
25.4.- Dividendos.	129
25.5.- Reservas.	130
25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.	131
25.7.- Participaciones no controladoras.	132
25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.	133
25.9.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	134
26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	136
26.1.- Ingresos ordinarios.	136
26.2.- Otros ingresos, por función.	136
27.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	137
27.1.- Gastos por naturaleza.	137
27.2.- Gastos de personal.	137
27.3.- Depreciación y amortización.	138
27.4.- Otras ganancias (pérdidas).	138
28.- RESULTADO FINANCIERO.	139
28.1.- Composición diferencias de cambio.	139
28.2.- Composición unidades de reajuste.	140
29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	140
29.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	141
29.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	141
29.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	142
29.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	142
29.5.- Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas.	142
29.6.- Diferencias temporarias no reconocidas.	143
30.- GANANCIAS POR ACCION.	143
31.- INFORMACION POR SEGMENTO.	143
31.1.- Criterios de segmentación.	143
31.2.- Cuadros patrimoniales.	144



	Página
31.3.- Cuadros de resultados por segmento.	146
31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.	147
31.5.- Flujos de efectivo por segmento por método directo.	147
32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.	148
32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.	148
32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.	150
32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.	152
33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.	154
33.1.- Juicios y otras acciones legales.	154
33.2.- Sanciones administrativas.	180
33.3.- Sanciones.	182
33.4.- Demanda arbitral con productores y transportadores.	182
33.5.- Restricciones.	184
34.- GARANTIAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.	185
34.1.- Garantías comprometidas con terceros.	185
35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL.	187
36.- MEDIO AMBIENTE.	188
37.- ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA.	196
38.- OPERACIONES DISCONTINUADAS.	196
39.- HECHOS POSTERIORES.	197

Informe del Auditor Independiente

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Compañía General de Electricidad S.A. y afiliadas, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financieras emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1 a los estados financieros consolidados. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía General de Electricidad S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 3.1.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 3.1 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describen en Nota 25.6. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Compañía General de Electricidad S.A. y afiliadas adjuntos, y en nuestro informe de fecha 31 de enero de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros consolidados.



Fernando Zavala C.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 2 de febrero de 2015



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	6	77.020.322	147.478.187
Otros activos financieros.	7	411.017	14.545
Otros activos no financieros.	12	4.048.167	4.322.363
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	8	492.782.014	425.806.693
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	5.320.826	13.323.112
Inventarios.	10	62.063.200	70.755.533
Activos por impuestos.	11	28.776.619	
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		670.422.165	661.700.433
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	37	3.381.150	
Total activos corrientes		673.803.315	661.700.433
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros.	7	237.862	6.047.275
Otros activos no financieros.	12	397.818	194.133
Cuentas por cobrar.	8	23.579.479	26.779.741
Inventario.	10	2.200.250	2.219.361
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	9	6.559.590	4.715.365
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	13	55.236.160	37.339.341
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	14	281.064.468	273.609.058
Plusvalía.	15	273.164.916	273.954.549
Propiedades, planta y equipo.	17	3.011.857.113	2.694.675.269
Propiedad de inversión.	16	10.889.192	11.547.848
Activos por impuestos.	11		328.576
Activos por impuestos diferidos.	19	22.178.300	25.429.517
Total activos no corrientes		3.687.365.148	3.356.840.033
TOTAL ACTIVOS		4.361.168.463	4.018.540.466



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	243.353.543	165.737.098
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21	328.134.135	354.536.585
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	13.453.641	6.381.344
Otras provisiones.	22	18.740.409	10.282.195
Pasivos por impuestos.	11		8.580.113
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	1.224.804	1.096.207
Otros pasivos no financieros.	24	15.621.434	15.648.823
Total pasivos corrientes		620.527.966	562.262.365
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros.	20	1.321.344.711	1.300.326.555
Cuentas por pagar.	21	1.426.430	5.239.812
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	9	2.847.478	0
Otras provisiones.	22	1.003.419	1.719.632
Pasivo por impuestos diferidos.	19	463.944.461	302.988.344
Provisiones por beneficios a los empleados.	23	49.094.928	37.291.011
Otros pasivos no financieros.	24	1.924.325	1.674.342
Total pasivos no corrientes		1.841.585.752	1.649.239.696
TOTAL PASIVOS		2.462.113.718	2.211.502.061
PATRIMONIO			
Capital emitido.	25	671.278.954	671.278.954
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	25	196.499.624	182.484.958
Otras reservas.	25	473.503.176	380.018.562
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		1.341.281.754	1.233.782.474
Participaciones no controladoras.	25	557.772.991	573.255.931
Total patrimonio		1.899.054.745	1.807.038.405
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		4.361.168.463	4.018.540.466



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2014	01-01-2013
	al	31-12-2014	31-12-2013
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	26	2.557.120.296	2.278.767.039
Costo de ventas	27	(2.066.488.376)	(1.767.502.320)
Ganancia bruta		490.631.920	511.264.719
Otros ingresos, por función.	26	6.330.453	6.914.216
Costos de distribución.	27	(16.645.907)	(17.485.503)
Gasto de administración.	27	(194.932.665)	(159.646.218)
Otros gastos, por función.	27	(13.636.471)	(13.050.693)
Otras ganancias (pérdidas).	27	16.476.870	(233.120)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.		288.224.200	327.763.401
Ingresos financieros.	28	15.250.383	15.422.117
Costos financieros.	28	(80.790.247)	(93.628.459)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	13	13.613.542	9.683.874
Diferencias de cambio.	28	(2.415.862)	(900.177)
Resultados por unidades de reajuste.	28	(67.200.019)	(24.965.483)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		166.681.997	233.375.273
Gasto por impuestos a las ganancias.	29	(23.525.807)	(53.469.542)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.		143.156.190	179.905.731
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.	38		3.631.582
Ganancia (pérdida)		143.156.190	183.537.313
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		60.720.353	81.411.192
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.7	82.435.837	102.126.121
Ganancia (pérdida)		143.156.190	183.537.313
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	30	145,71	195,37
Ganancia (pérdida) por acción básica.	30	145,71	195,37



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL	del	01-01-2014	01-01-2013
	al	31-12-2014	31-12-2013
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		143.156.190	183.537.313
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación.	25.9	246.262.807	124.058.852
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	25.9	(5.654.351)	(954.974)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		240.608.456	123.103.878
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos.	25.9	4.498.564	(4.763.170)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencia de cambio por conversión		4.498.564	(4.763.170)
Activos financieros disponibles para la venta			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta, antes de impuestos.	25.9	(1.799.101)	(3.291.940)
Otro resultado integral, antes de impuestos, activos financieros disponibles para la venta		(1.799.101)	(3.291.940)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9	1.060.805	881.815
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	25.9		(137.199)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		1.060.805	744.616
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos.	25.9	11.773.431	8.002.985
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de período, antes de impuestos		15.533.699	692.491
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		256.142.155	123.796.369
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	25.9	(127.099.614)	(24.762.442)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	25.9	1.594.319	187.075
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(125.505.295)	(24.575.367)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta de otro resultado integral	25.9	1.050.817	658.387
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	25.9	23.420	(263.744)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		1.074.237	394.643
Otro resultado integral		131.711.097	99.615.645
Total resultado integral		274.867.287	283.152.958
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		178.987.178	106.976.704
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		95.880.109	176.176.254
Total resultado integral		274.867.287	283.152.958



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superávit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	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 2014	671.278.954	462.750.688	(26.026.505)	233.221	(673.072)	219.643	(56.485.413)	380.018.562	182.484.958	1.233.782.474	573.255.931	1.807.038.405
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									60.720.353	60.720.353	82.435.837	143.156.190
Otro resultado integral		120.746.468	(2.213.802)	178.399	(3.619.768)	(219.643)	3.395.171	118.266.825	118.266.825	118.266.825	13.444.272	131.711.097
Total resultado integral	0	120.746.468	(2.213.802)	178.399	(3.619.768)	(219.643)	3.395.171	118.266.825	60.720.353	178.987.178	95.880.109	274.867.287
Dividendos.								0	(50.005.244)	(50.005.244)		(50.005.244)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(24.707.679)					(74.532)	(24.782.211)	3.299.557	(21.482.654)	(111.363.049)	(132.845.703)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	96.038.789	(2.213.802)	178.399	(3.619.768)	(219.643)	3.320.639	93.484.614	14.014.666	107.499.280	(15.482.940)	92.016.340
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2014	671.278.954	558.789.477	(28.240.307)	411.620	(4.292.840)	0	(53.164.774)	473.503.176	196.499.624	1.341.281.754	557.772.991	1.899.054.745



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio		
		Superavit de revaluación	Reservas por diferencias de cambio en conversiones	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Reserva de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	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	671.278.954	450.857.082	(18.981.494)	30.752	(209.901)	992.665	(54.095.646)	378.593.458	111.579.757	1.161.452.169	503.143.719	1.664.595.888
Cambios en patrimonio												
Resultado integral												
Ganancia (pérdida)									81.411.192	81.411.192	102.126.121	183.537.313
Otro resultado integral		31.379.015	(7.045.011)	202.469	(463.171)	(773.022)	2.265.232	25.565.512		25.565.512	74.050.133	99.615.645
Total resultado integral	0	31.379.015	(7.045.011)	202.469	(463.171)	(773.022)	2.265.232	25.565.512	81.411.192	106.976.704	176.176.254	283.152.958
Dividendos.								0	(29.991.400)	(29.991.400)		(29.991.400)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios, patrimonio.		(19.485.409)					(4.654.999)	(24.140.408)	19.485.409	(4.654.999)	(106.064.042)	(110.719.041)
Total incremento (disminución) en el patrimonio	0	11.893.606	(7.045.011)	202.469	(463.171)	(773.022)	(2.389.767)	1.425.104	70.905.201	72.330.305	70.112.212	142.442.517
Patrimonio al final del ejercicio al 31 de diciembre de 2013	671.278.954	462.750.688	(26.026.505)	233.221	(673.072)	219.643	(56.485.413)	380.018.562	182.484.958	1.233.782.474	573.255.931	1.807.038.405



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	del	01-01-2014	01-01-2013
	al	31-12-2014	31-12-2013
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		3.107.978.245	2.862.498.127
Otros cobros por actividades de operación.		5.643.917	7.178.164
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(2.495.971.474)	(2.096.966.860)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(157.377.561)	(152.845.551)
Otros pagos por actividades de operación.		(94.529.195)	(120.443.404)
Otros cobros y pagos de operación			
Dividendos pagados.		(49.857.236)	(47.699.832)
Intereses recibidos.		2.391.641	11.563.657
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(72.353.526)	(29.366.320)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		2.184.466	(2.320.327)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		248.109.277	431.597.654
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios.			4.813.238
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios.		(5.023.389)	
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades.		(10.406.863)	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		13.666.138	35.154.160
Compras de propiedades, planta y equipo.		(167.751.909)	(166.261.130)
Compras de activos intangibles.		(18.483.193)	(11.707.023)
Dividendos recibidos.		11.256.046	4.136.112
Otras entradas (salidas) de efectivo.		1.136.772	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(175.606.398)	(133.864.643)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no resulta en una pérdida de control.			(22.680)
Importes procedentes de la emisión de acciones.		545.461	165.327
Pagos por otras participaciones en el patrimonio.		(222.857)	
Total importes procedentes de préstamos.		564.766.839	337.157.302
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		87.258.412	152.187.730
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		477.508.427	184.969.572
Pagos de préstamos.		(521.400.929)	(460.271.419)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros.		(10.279.258)	(3.921.752)
Dividendos pagados.		(105.175.895)	(95.787.461)
Intereses pagados.		(71.062.098)	(84.957.157)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		2.070.382	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(140.758.355)	(307.637.840)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios		(68.255.476)	(9.904.829)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.		(2.202.389)	(1.698.179)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(70.457.865)	(11.603.008)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período o ejercicio.	6	147.478.187	159.081.195
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período o ejercicio		77.020.322	147.478.187



COMPAÑÍA GENERAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y SUBSIDIARIAS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Correspondientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

1.- INFORMACION GENERAL.

Compañía General de Electricidad S.A. (CGE S.A.) es una sociedad anónima abierta, tiene su domicilio social en Avda. Presidente Riesco N° 5561 piso 17 en la comuna de Las Condes de la ciudad de Santiago, en la República de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile bajo el N° 83, cotiza sus acciones en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

CGE S.A. es un holding de empresas que posee una presencia significativa en el sector eléctrico, particularmente en distribución, transmisión y transformación de energía eléctrica y en menor medida en generación de energía eléctrica. Asimismo en el sector gas, tanto en el negocio de gas licuado como el de gas natural, (en adelante denominados el "Grupo CGE").

Los mayores accionistas del Grupo CGE son los siguientes:

Gas Natural Fenosa Chile SpA.	96,70%
Otros Accionistas	3,30%

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.994 de fecha 2 de febrero de 2015, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

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

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

2.1.- Sector electricidad.

2.1.1.- Distribución de electricidad en Chile.

El Grupo CGE participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile por medio de sus subsidiarias EMELARI, ELIQSA, ELECDA, EMELAT, CONAFE, CGE DISTRIBUCIÓN y EDELMAG que en conjunto abastecen a 2.643.585 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y la Región de la Araucanía, y en la Región de Magallanes, con ventas físicas que alcanzaron a 13.331 GWh al 31 de diciembre de 2014.

Aspectos regulatorios:

La actividad de distribución de electricidad en Chile está sujeta a la normativa contemplada en la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo). Dicha Ley establece un marco regulatorio con criterios



objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado de su aplicación sea la asignación económicamente eficiente de recursos en el sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privada.

Concentración de las operaciones:

La extensa cobertura geográfica que posee el Grupo CGE en esta actividad, permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. Las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica está asociada directamente con el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona estrechamente con el mejoramiento del ingreso per cápita y el desarrollo tecnológico. Lo anterior se traduce, en el caso del sector residencial, en un mayor acceso a equipos electrodomésticos y, en el sector industrial, a la automatización de procesos industriales. Otro factor que influye en el crecimiento de la demanda es el incremento de la población y las viviendas, lo que está fuertemente relacionado con los planes de desarrollo urbano.

Como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita en Chile aún es bajo en comparación a otros países desarrollados, lo que se traduce en atractivas perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica en el país. De este modo, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ellos, los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, las empresas distribuidoras del Grupo CGE cuentan con contratos de largo plazo de abastecimiento de energía y potencia con las principales empresas generadoras del país.

- i) **CGE DISTRIBUCIÓN:** Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, estas compañías cuentan 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. Producto de los mencionados procesos, CGE DISTRIBUCIÓN tiene contratado el total del suministro de sus clientes regulados con los generadores: Endesa, Colbún, 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, cuyos acuerdos cubren



las necesidades de todas las zonas de concesión de la compañía por plazos entre 12 y 15 años a contar del 1 de enero de 2010.

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 abastecimiento del 15% de la energía requerida los años 2013 y 2014 a la empresa AES Gener S.A. Posteriormente, CGE Distribución S.A. ha continuado efectuando procesos de licitación, todos los cuales han sido declarados desierto al no presentarse ofertas.

En cuanto al suministro para clientes libres, CGE DISTRIBUCIÓN mantiene contratos vigentes con diversos suministradores por plazos variables, los cuales se encuentran ajustados a los plazos convenidos con dichos clientes. Sin perjuicio de lo anterior, CGE DISTRIBUCIÓN se encuentra revisando las 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.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en la Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A. (EMELECTRIC) y Empresa Eléctrica de Talca S.A. (EMETAL) -filiales de CGE DISTRIBUCIÓN disueltas durante el año 2014, como resultado de la absorción de las primeras por parte de esta última-, ambas empresas iniciaron el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desierto.

- ii) CONAFE Y EMELAT: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, CONAFE cuenta con dos contratos de suministro de energía y potencia con generadores; en efecto, con la empresa Colbún mantiene un contrato que



abarca la zona de Viña del Mar, vigente hasta el 30 de abril 2015 y con la Empresa Eléctrica Guacolda S.A. mantiene un contrato con vigencia hasta el 31 de octubre de 2015, que permite abastecer al resto de sus clientes regulados, ubicados tanto en la región de Coquimbo como en la de Valparaíso. Adicionalmente, con vigencia a partir del 1 de mayo de 2015, cuenta con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas en los años 2013 y 2014 con Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.

Asimismo, las subsidiarias ENELSA -filial de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A disuelta durante el año 2014, como resultado de la absorción de la primera por parte de esta última- y EMELAT cuentan con contratos suscritos en el marco de las licitaciones de suministro eléctrico efectuadas entre los años 2006 y 2014, en cumplimiento de la Ley General de Servicios Eléctricos. En efecto, producto de los mencionados procesos ENELSA contrató el suministro de sus clientes regulados con los generadores Empresa Nacional de Electricidad S.A., Colbún S.A. y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., y EMELAT contrató con los generadores Empresa Nacional de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. y AES Gener S.A. Para el caso de los clientes libres de EMELAT, estos son abastecidos a través del contrato que ésta mantiene con Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Sin perjuicio de lo anterior, con el objeto de satisfacer algunos déficits de energía no contratados que se presentaron en el año 2012 en EMELAT, ésta inició el año 2008 los correspondientes procesos de licitación, haciendo entrega a la Comisión Nacional de Energía de las bases correspondientes. Posteriormente, las proyecciones de dichos déficits fueron incluidas en diversos procesos efectuados por la concesionaria CGE Distribución S.A. durante el año 2012, todos los cuales fueron declarados desiertos.

- iii) EMELARI, ELIQSA y ELECDA: Para abastecer el consumo de sus clientes regulados, estas distribuidoras del SING cuentan, cada una, con un contrato de suministro de energía y potencia a precio regulado con el generador E-CL. Estos contratos entraron en vigencia el 1 de enero de 2012 por un período de 15 años (dic-2026). En el caso de la porción del SIC de ELECDA, esta distribuidora cuenta con contratos con Endesa, AES Gener S.A y Empresa Eléctrica Panguipulli S.A, el primero con vigencia hasta el 2019 y los otros dos con vigencia hasta el 2024.

Adicionalmente, las distribuidoras CGE DISTRIBUCIÓN, CONAFE, EMELAT y ELECDA 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.

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, con fecha 10 de abril de 2014, han sido desestimados por dicho tribunal. En el caso de los recursos de reclamación, el fallo de la Corte de Apelaciones se basó en la extemporaneidad de sus presentaciones, lo cual fue revocado por la Corte Suprema con fecha 8 de julio de 2014, debiendo ahora la Corte de Apelaciones emitir un pronunciamiento sobre el fondo del asunto debatido. En el caso de los recursos de protección, con fecha 9 de julio de 2014, la Corte Suprema confirmó las sentencias de rechazo.

- iv) EDELMAG: Por tratarse de una empresa integrada verticalmente, la energía eléctrica es generada directamente mediante centrales térmicas en cada uno de los sistemas atendidos por esta subsidiaria.

Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural. Consecuentemente, se establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327 - 1997 del Ministerio de Minería), los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

- i) Valor agregado de distribución (VAD).

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

- Precio de Nudo: Corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos regulados. Dicho valor es fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución y a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas y con el objeto de dar cumplimiento a la modificación introducida por la Ley Corta II. El precio de nudo contiene los precios aplicables al uso de los sistemas de subtransmisión.
- Cargo único por uso del Sistema Troncal y;
- Valor Agregado de Distribución (VAD), que permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, los correspondientes costos de comercialización y rentar sobre todas sus instalaciones.



Tanto el precio de nudo como el cargo único por uso del Sistema Troncal son traspasados a los clientes finales, en consecuencia, la empresa distribuidora sólo recauda el VAD.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente.

La Ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad agregada, esto es considerando a todas las empresas como un conjunto, dentro de una banda del $10\% \pm 4\%$ al momento de la determinación del Valor Agregado de Distribución. De este modo, el retorno sobre la inversión para una distribuidora, dependerá de su desempeño relativo a los estándares determinados para una empresa modelo. El sistema tarifario permite que aquellas más eficientes, obtengan retornos superiores a los de la empresa modelo.

El Valor Agregado de Distribución remunera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;
- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Para la determinación del Valor Agregado de Distribución, la Comisión Nacional de Energía y las empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura las fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía Fomento y Turismo. Dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPP Industrial, del precio del cobre, del precio del aluminio y del dólar, reflejando las variaciones de los precios de los principales insumos que afectan los costos de la actividad de distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes en función del aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

El 2 de abril de 2013 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°1T-2012 del Ministerio de Energía, que fija las fórmulas tarifarias aplicables en el periodo desde el 4 de noviembre de 2012 al 3 de noviembre de 2016.

ii) Precios de servicios no consistentes en suministro de energía.



Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

El procedimiento para la fijación de los precios de dichos servicios se encuentra contenido en el Decreto Supremo N° 197 del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo, de fecha 4 de diciembre de 2009, publicado en el Diario Oficial del 4 de diciembre de 2009.

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

Para dar cumplimiento a lo anterior, la CNE debe encargar un estudio de costos, que es financiado, licitado y supervisado por ella, en el cual se estiman los costos del valor agregado de distribución y de los servicios no consistentes en suministro de energía. Dicho informe es sometido a la revisión de las empresas de distribución de electricidad y en caso de discrepancia, es sometido al dictamen del Panel de Expertos.

El 14 de marzo de 2014 fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°8 T del Ministerio de Energía, que fija los precios de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, actualmente vigentes.

2.1.2.- Distribución de electricidad en Argentina.

En Argentina, el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGIA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJESDSA abastece a 883.131 clientes distribuidos en las provincias de Tucumán, Jujuy y San Juan, con ventas físicas que alcanzaron a 4.520 GWh acumulados al 31 de diciembre de 2014.

Demanda:

Tal como en el caso de Chile, la demanda eléctrica está influenciada por el incremento del consumo, el cual se relaciona directamente con el desarrollo económico de las provincias donde el Grupo CGE desarrolla su actividad de distribución de electricidad. En los últimos años se han percibido signos de estabilidad en el crecimiento de las ventas físicas de energía, lo que se traduce en que el riesgo asociado a la evolución de la demanda no es significativo.

Precios:

Desde el punto de vista regulatorio, la industria eléctrica argentina está organizada en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), similar al de Chile. A las empresas de distribución de energía eléctrica se les garantiza un área específica de concesión, dentro de la cual son responsables de distribuir y comercializar energía eléctrica a todos aquellos



usuarios que, de acuerdo a la normativa regulatoria, no pudieren acceder directamente al Mercado Eléctrico Mayorista. Las tarifas de distribución para clientes finales comprenden un cargo fijo y un cargo variable por energía. Para las medianas y grandes demandas se establecen además, cargos explícitos por potencia y por uso de la red de distribución. Los cargos variables por energía y por potencia son calculados cada tres meses y coinciden con las fechas en que se fijan los precios estacionales por parte de la Secretaría de Energía del Gobierno Central.

Luego que en el año 2002, se promulgaran leyes provinciales que significaron un impacto negativo para las compañías distribuidoras del Grupo CGE, durante los años 2006 y 2007 se acordó renegociar con los gobiernos provinciales los respectivos contratos de concesión, lo que permitió incrementar las tarifas medias para usuarios finales. Suscritas dichas renegociaciones y bajo la vigencia de los términos y condiciones de dichos acuerdos, se ha reducido el factor de incertidumbre que afectaba a las inversiones del Grupo CGE en este país.

2.1.3. Transmisión y transformación de energía eléctrica.

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

El negocio de transformación y transporte de energía eléctrica del Grupo CGE, es desempeñado principalmente por la subsidiaria TRANSNET. Ésta cuenta con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos y que representa el 44% de las líneas de subtransmisión del SIC. Todas estas instalaciones representan un valor anualizado de inversiones (AVI) más un costo anual de operación, mantenimiento y administración (COMA) equivalente al 35% del AVI + COMA del total de las instalaciones de subtransmisión del Sistema Interconectado Central.

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

Demanda:

La demanda física que enfrenta el segmento de la subtransmisión, corresponde principalmente a la energía retirada del sistema de subtransmisión, equivalente a los requerimientos de las empresas distribuidoras del Grupo CGE, otras distribuidoras y clientes libres, y a inyecciones efectuadas al sistema de subtransmisión por empresas de generación.



En este sentido, el comportamiento de la demanda se encuentra muy correlacionado con el crecimiento del consumo per cápita, desarrollo urbano y crecimiento económico en las zonas atendidas por las empresas del Grupo CGE. Desde este punto de vista, el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido.

Precios:

Debido a que la subtransmisión eléctrica presenta características de monopolio natural, su operación está regulada por la Ley N° 19.940 de 2004 (conocida como Ley Corta I, posteriormente refundida en la Ley Eléctrica DFL N°4/20.018 de 2006), que modificó el marco regulatorio de la transmisión de electricidad, estableciendo un nuevo régimen de tarifas, otorgando certidumbre regulatoria a este segmento.

En resumen, el proceso consiste en calcular cada cuatro años una tarifa para los servicios regulados de una empresa transmisora eficiente de manera que, considerando una cierta demanda esperada y sus costos de operación, mantención y administración, ésta pueda obtener la rentabilidad sobre sus inversiones definida en el marco regulatorio vigente. Su aplicación se refleja en el último Decreto N°14 de Tarifas de Subtransmisión, publicado el 9 de abril de 2013, que rige desde el 1 de enero del año 2011 hasta el 31 de diciembre del año 2014, donde se estableció un precio regulado aplicable a cada unidad de energía y de potencia que circule por las redes de subtransmisión para los retiros de empresas distribuidoras o clientes libres, y para las inyecciones de empresas generadoras conectadas directamente al sistema de subtransmisión. Para la determinación de estos precios se consideraron tasas de crecimiento de consumo proyectadas para los años 2010 al 2019. Con fecha 6 de enero de 2015, se informó la extensión del período de aplicación del referido decreto 14, con la aprobación del proyecto de Ley que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

2.1.4. Generación de energía eléctrica.

El Grupo CGE participa en la actividad de generación de electricidad en Chile, tanto en el Sistema Interconectado Central –SIC– como en el Sistema de Magallanes, a través de las sociedades TECNET y EDELMAG, ésta última con una capacidad instalada en sus centrales generadoras térmicas a gas natural y petróleo diesel de 110 MW.

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

2.2.- Sector gas.

2.2.1.- Gas licuado.

El Grupo CGE a través de GASCO y su subsidiaria GASCO GLP, participa en el negocio de distribución de gas licuado en Chile, con una cobertura que se extiende entre la Región de Tarapacá y la Región de Los Lagos, así como también en la Región de Magallanes, alcanzando al 31 de diciembre de 2014, una participación de mercado de 26,6% a nivel nacional. Asimismo, a través de su subsidiaria GASMAR, importa gas licuado para el mercado nacional.



En Colombia, a partir del año 2010, a través de la subsidiaria INVERSIONES GLP, GASCO distribuye gas licuado en 26 de los 32 departamentos del país, alcanzando una participación de mercado al 31 de diciembre de 2014 de aproximadamente el 21%.

Demanda y concentración de las operaciones:

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

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

Abastecimiento:

La subsidiaria GASMAR, principal proveedor de gas licuado de GASCO GLP, importa este combustible desde distintos países del mundo como: EE.UU, Argentina, Arabia Saudita, Inglaterra, Noruega, Qatar, entre otros. Asimismo, las compras nacionales se hacen a Enap a través de embarques provenientes de Cabo Negro, en la Región de Magallanes.

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

2.2.2.- Gas natural.

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

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

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

Al finalizar el presente período, el número total de clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR, INNERGY y Gasco Magallanes alcanza los 661.217, mientras que GASNOR provee de gas natural a 491.097 clientes.



Demanda:

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

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

Abastecimiento:

Con respecto al riesgo de suministro, GAS SUR adquiere su materia prima con proveedores nacionales e importa una cantidad menor de gas natural desde Argentina para su posterior distribución. En el caso de la unidad de negocios Gasco Magallanes, el suministro es otorgado por ENAP, y el abastecimiento corresponde a producción nacional.

Para METROGAS, el inicio de la operación comercial del Terminal de Regasificación de GNL en Quintero, cuya puesta en marcha se realizó en el mes de septiembre de 2009 y que desde el 1° de enero de 2011 opera a plena capacidad, ha permitido contar con gas natural proveniente desde distintas partes del mundo, a precios competitivos, reduciendo la vulnerabilidad en cuanto al abastecimiento.

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

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

Producto del acuerdo logrado entre la subsidiaria METROGAS y GASANDES, hoy se cuenta con la capacidad de almacenamiento de gas natural de reserva ("parking") en el gasoducto de GASANDES. Dicha capacidad de reserva equivale a consumo inmediato en caso de emergencia y la cobertura es aproximadamente un día y medio de suministro de nuestro mercado.

Por otro lado, GASSUR está orientado a atender clientes residenciales y comerciales en la Región del BíoBío, cuyo consumo respecto al volumen total de gas comercializado en su zona de influencia es bajo.



Con fecha 31 de mayo de 2010, la subsidiaria Transportes e Inversiones Magallanes S.A. (en adelante TIMSA) inició la operación del servicio de transporte de pasajeros a gas natural en la ciudad de Punta Arenas. Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 se movilizó a 5,4 millones de pasajeros.

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 del Grupo CGE han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por International Accounting Standards Board ("IASB"), excepto por lo dispuesto por en el Oficio Circular N° 856, de la Superintendencia de Valores y Seguros señalado en el párrafo siguiente.

El Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 dispuso una norma de aplicación temporal y de excepción a la Norma Internacional de Contabilidad la NIC 12 para la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), publicada en el Diario Oficial el 29 de septiembre de 2014. A tal efecto, la SVS dispuso que las diferencias en los activos y pasivos por impuestos diferidos producidas por la referida actualización, deberán contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio.

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 o en patrimonio.

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado 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 2013 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.



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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2014.

- 3.2.1.- 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.
- 3.2.2.- 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.
- 3.2.3.- 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.
- 3.2.4.- 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.
- 3.2.5.- 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.
- 3.2.6.- 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.
- 3.2.7.- 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.

3.2.8.- 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. Además el IASB concluye que NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y NIC 40 “Propiedades de Inversión” no son mutuamente excluyentes y se requiere juicio en determinar si la transacción es sólo una adquisición de una propiedad de inversión o si es la adquisición de un grupo de activos o una combinación de negocios que incluye una propiedad de inversión. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de julio de 2014.

3.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2014, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

3.3.1.- NIIF 9, “Instrumentos financieros” cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo “más prospectivo” de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el “riesgo crediticio propio” para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.2.- NIIF 14 “Cuentas Regulatorias Diferidas”, emitida en enero de 2014, es una norma provisional que pretende mejorar la comparabilidad de información financiera de entidades que están involucradas en actividades con precios regulados. Muchos países tienen sectores industriales que están sujetos a la regulación de precios (por ejemplo gas, agua y electricidad), la cual puede tener un impacto significativo en el reconocimiento (momento y monto) de ingresos de la entidad. Una entidad que ya presenta estados financieros bajo IFRS no debe aplicar esta norma. Su aplicación es efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.

3.3.3.- NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de compañías de diferentes industrias y regiones. Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2017 y su adopción anticipada es permitida.



- 3.3.4.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 38 “Activos Intangibles”. Emitida en mayo de 2014. En sus enmiendas a NIC 16 y NIC 38 el IASB clarificó que el uso de métodos basados en los ingresos para calcular la depreciación de un activo no es adecuado porque los ingresos generados por una actividad que incluye el uso de un activo, generalmente reflejan factores distintos del consumo de los beneficios económicos incorporados al activo. El IASB también aclaró que los ingresos generalmente presentan una base inadecuada para medir el consumo de los beneficios económicos incorporados de un activo intangible. Sin embargo, esta suposición puede ser rebatida en ciertas circunstancias limitadas. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.5.- Enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” y NIC 41 “Agricultura”. Emitida en junio de 2014. Estas enmiendas establecen que el tratamiento contable de las plantas productoras de frutos debe ser igual a propiedades, planta y equipo, debido a que sus operaciones son similares a las operaciones de manufactura. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.6.- Enmienda a NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Emitida en mayo de 2014. Esta enmienda se aplica a la adquisición de una participación en una operación conjunta que constituye un negocio. La enmienda clarifica que los adquirentes de estas partes deben aplicar todos los principios de la contabilidad para combinaciones de negocios de NIIF 3 “Combinaciones de Negocios” y otras normas que no estén en conflicto con las guías de NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.7.- Enmienda a NIC 27 “Estados Financieros Separados”. Emitida en agosto de 2014. Esta enmienda restablece la opción de utilizar el método de la participación para la contabilidad de las inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas en los estados financieros separados. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.8.- Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”. Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.9.- Enmienda a NIIF 5 “Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas”. Emitida en septiembre de 2014. Esta enmienda clarifica que si la entidad reclasifica un activo (o grupo de activos para su disposición) desde mantenido para la venta directamente a mantenido para distribuir a los propietarios, o desde mantenido para distribuir a los propietarios directamente a mantenido para la venta, entonces el cambio en la clasificación es considerado una continuación en el plan original de venta. El IASB aclara que en estos casos no se aplicarán los requisitos de contabilidad para los cambios en un plan de venta. Esta modificación es aplicable a partir de 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.



- 3.3.10.- Modificación a NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que los acuerdos de servicio pueden constituir implicación continuada en un activo transferido para los propósitos de las revelaciones de transferencias de activos financieros. Generalmente esto será el caso cuando el administrador tiene un interés en el futuro rendimiento de los activos financieros transferidos como consecuencia de dicho contrato. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.11.- Modificación a NIC 34 “Información Financiera Intermedia”. Emitida en septiembre de 2014. Esta modificación clarifica que las revelaciones requeridas deben estar o en los estados financieros interinos o deben ser indicadas con referencias cruzadas entre los estados financieros interinos y cualquier otro informe que lo contenga. La modificación será de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.12.- Modificación a NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones introducen clarificaciones menores acerca de los requerimientos para la contabilización de entidades de inversión. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 y su adopción anticipada es permitida.
- 3.3.13.- Modificación a NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”. Emitida en diciembre de 2014. Estas modificaciones abordan algunas preocupaciones expresadas sobre los requerimientos de presentación y revelación, y aseguran que las entidades tienen la posibilidad de ejercer juicio cuando apliquen NIC 1. Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2016 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 del Grupo CGE 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 el Grupo CGE tiene poder para dirigir las políticas financieras y de explotación, el que generalmente viene acompañado de una participación superior a la mitad de los derechos de voto. A la hora de evaluar si la Sociedad controla otra entidad, se considera la existencia y el efecto de los derechos potenciales de voto que sean actualmente ejercibles o convertibles. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de subsidiarias se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos



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

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

3.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

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

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

3.4.3.- Negocios conjuntos.

Las participaciones en negocios conjuntos se reconocen como se describe en la NIIF 11 párrafo 24, mediante el método de la participación que se detalla en la NIC 28 párrafo 10.

3.4.4.- Asociadas o coligadas.

Asociadas o coligadas son todas las entidades sobre las que el Grupo CGE ejerce influencia significativa pero no tiene control, lo cual generalmente está acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en asociadas o coligadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión del Grupo CGE en asociadas o coligadas incluye el



menor valor (goodwill o plusvalía comprada) identificada en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación del Grupo CGE en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado consolidado de resultados integral).

Cuando la participación del Grupo CGE en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, el Grupo CGE no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo CGE y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación de la Sociedad en éstas.

También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se modifican las políticas contables de las asociadas.

Las ganancias o pérdidas de dilución en coligadas o asociadas se reconocen en el estado consolidado de resultados.



3.5.- Entidades subsidiarias.

3.5.1.- Entidades de consolidación directa.

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio subsidiaria	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
					31-12-2014			31-12-2013
					Directo	Indirecto	Total	Total
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	99,34365%	0,00000%	99,34365%	99,32716%
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	13 Norte 810, Viña del Mar	CL \$	99,63403%	0,00000%	99,63403%	99,63107%
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 17, Las Condes; Santiago	CL \$	99,89482%	0,00000%	99,89482%	99,89482%
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	B. O'Higgins 886, Santiago	CL \$	98,21715%	0,00000%	98,21715%	98,21715%
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99164%	0,00000%	99,99164%	99,99164%
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 12, Las Condes, Santiago	CL \$	99,59179%	0,00878%	99,60057%	99,60057%
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	56,62438%	0,00000%	56,62438%	56,62438%
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Avda. Las Parcelas 5490, Estación Central, Santiago	CL \$	99,77778%	0,22222%	100,00000%	100,00000%
89.479.000-8	Comercial & Logística General S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 9, Santiago	CL \$	99,99945%	0,00055%	100,00000%	100,00000%
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Avda. Gladys Marín 6030, Estación Central, Santiago	CL \$	99,07000%	0,93000%	100,00000%	100,00000%
93.832.000-4	Inversiones y Gestión S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 9, Santiago	CL \$	99,99607%	0,00393%	100,00000%	100,00000%
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Teatinos 280 Piso 2, Santiago	CL \$	99,99324%	0,00676%	100,00000%	100,00000%
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 9, Santiago	CL \$	99,99100%	0,00900%	100,00000%	100,00000%

3.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

No existen cambios en el perímetro de consolidación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013.



3.5.3.- Entidades de consolidación indirecta.

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

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Subsidiaria de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2014		31-12-2013	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	51,83784%	29,35286%	51,83784%	29,35286%
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	Avda. Apoquindo 3200 piso 11, Las Condes, Santiago	US \$	Gasco S.A.	51,00000%	28,87843%	51,00000%	28,87843%
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Avda. Gran Bretaña 5691, Talcahuano	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
79.738.350-3	Inversiones Invergas S.A.	Chile	Rosas 1062, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
59.083.080-1	Gasco Grand Cayman Ltd.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.930.050-8	Inversiones Atlántico S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.964.210-8	Automotive Gas Systems S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	Avda. Frei 314, Punta Arenas	CL \$	Gasco S.A.	85,00000%	48,13072%	85,00000%	48,13072%
76.742.300-4	Autogasco S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 7-21 Torre A of. 805, Bogotá	Cop \$	Gasco S.A.	70,03203%	39,65520%	70,00000%	39,63707%
76.171.653-0	Gasco Internacional S.A.	Chile	Santo Domingo 1061, Santiago	US \$	Gasco S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
96.762.250-8	Gasoducto del Pacifico S.A.	Chile	Sebastián Elcano 1995, Hualpén, Concepción	US\$	Gasco S.A.	60,00000%	33,97463%	0,00000%	0,00000%
0-E	Gasoducto del Pacifico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	190 Elgin Avenue Grand Cayman KY1-9005 Cayman Islands	US\$	Gasco S.A.	56,70000%	32,10602%	0,00000%	0,00000%
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US\$	Inversiones Atlántico S.A.	60,00000%	33,97463%	0,00000%	0,00000%
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US\$	Innergy Holdings S.A.	99,99990%	33,97459%	0,00000%	0,00000%
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US\$	Innergy Holdings S.A.	99,99990%	33,97459%	0,00000%	0,00000%
96.867.260-6	Centrogas S.A.	Chile	Av. Vitacura 7646, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,99750%	29,35212%	99,99750%	29,35212%
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,99500%	29,35139%	99,99500%	29,35139%
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	El Regidor 54, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	99,90000%	29,32350%	99,90000%	29,32350%
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	70,00000%	27,74595%	70,00000%	27,74595%
0-E	Provedora Mayorista de Gas S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	0,00000%	0,00000%	70,00000%	27,74595%
0-E	Ultragas S.A. E.S.P.	Colombia	Autopista Medellín, Kilometro 1 vía Siberia Cota	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	0,00000%	0,00000%	70,00000%	27,74595%
0-E	Gasco Argentina S.A.	Argentina	Avda. Leandro Alem 1050 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco International S.A.	100,00000%	56,62438%	100,00000%	56,62438%
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	Colombia	Calle 113 No. 7 - 21 Torre A Oficina 805 - Bogotá	Cop \$	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	100,00000%	39,63707%	100,00000%	39,63707%
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	Calle Local 55, San Pedro de la Paz, Concepción	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	55,00000%	55,00000%	55,00000%	55,00000%
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Avenida la Fragua 1240 Barrio Industrial, Coquimbo	CL \$	Transformadores Tusan S.A.	99,99500%	99,99500%	99,99500%	99,99500%
96.661.850-7	Inmobiliaria Coronel S.A.	Chile	Avda. Cordillera 3633, Coronel	CL \$	Inversiones y Gestión S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99820%	100,00000%
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	Pedro Aguirre Cerda 5558, Antofagasta	CL \$	Emel Norte S.A.	92,55330%	90,90321%	92,30120%	90,65561%
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	Zegers 469, Iquique	CL \$	Emel Norte S.A.	88,58302%	87,00372%	88,58229%	87,00300%
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	Baquedano 731 Piso 12, Arica	CL \$	Emel Norte S.A.	94,11517%	92,43724%	93,99650%	92,32068%
96.893.220-9	Transemel S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 10, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	100,00000%	98,21715%	100,00000%	98,21715%
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	B. O'Higgins 886 Piso 10, Santiago	CL \$	Emel Norte S.A.	98,40504%	96,65063%	98,40504%	96,65063%
87.601.500-5	Empresa Eléctrica Atacama S.A.	Chile	Avda. Circunvalación 51, Copiapó	CL \$	Emel Atacama S.A.	98,40504%	96,65279%	98,40504%	96,61972%
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	2 Sur 1445, Talca	CL \$	CGE Distribución S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99999%	99,32715%
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Ortúzar 376, Melipilla	CL \$	CGE Distribución S.A.	0,00000%	0,00000%	99,99998%	99,32714%
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Federico Alfonso 56, Ovalle	CL \$	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	0,00000%	0,00000%	99,90000%	100,00000%
88.221.200-9	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	Croacia 444, Punta Arenas	CL \$	CGE Magallanes S.A.	55,10821%	55,22288%	55,10821%	55,16492%
96.641.320-4	Inversiones San Sebastian S.A.	Chile	Croacia 444-A, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	99,99980%	55,10680%	99,99980%	55,10680%
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	Kuzma Slavic 1069, Punta Arenas	CL \$	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	90,00000%	49,59621%	90,00000%	49,59621%
0-E	Agua Negra S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	100,00000%	99,99164%	98,69821%	99,99180%
0-E	International Financial Investments S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	100,00000%	99,99164%	99,48000%	99,99687%
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	Mendoza 50 Sur, San Juan	AR \$	Agua Negra S.A.	99,99999%	99,99999%	99,99999%	99,99999%
0-E	Los Andes Huarpes S.A.	Argentina	Avda. De Mayo 645, Buenos Aires	AR \$	International Financial Investments S.A.	98,03450%	99,99650%	98,03450%	99,99650%
76.412.700-5	Enerplus S.A.	Chile	Pdte. Riesco 5561 Piso 15, Las Condes, Santiago	CL \$	Novanet S.A.	54,79450%	100,00000%	54,79450%	100,00000%
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	B. O'Higgins 886, Santiago	CL \$	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	98,19136%	98,21935%	98,15775%	98,18574%



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

3.5.4.1.- Entidades asociadas

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Asociada de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2014		31-12-2013	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	El Regidor 66 piso 16, Las Condes, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	20,00000%	11,32488%	20,00000%	11,32488%
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco S.A.	50,00000%	28,31219%	50,00000%	28,31219%
0-E	Vectores Energéticos S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	25,00000%	14,15610%
0-E	Almallano S.A. E.S.P	Colombia	Calle 98 22-64, Bogotá	Cop \$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	40,00000%	22,64975%
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Gasco S.A.	33,33300%	18,87460%	33,33300%	18,87460%
0-E	Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Carrera 25 15-29, Pasto	Cop \$	Gasco S.A.	28,22100%	15,97997%	28,22100%	15,97997%
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Avda. del Valle Norte 857 Piso 4, Huechuraba, Santiago	CL \$	Inv. y Gestión S.A.	50,00000%	50,00000%	50,00000%	50,00000%
96.641.810-9	Gas Natural Producción S.A.	Chile	El Bosque Norte 0177, Santiago	CL \$	Gasco S.A.	36,14500%	20,46688%	36,14500%	20,46688%

3.5.4.2.- Entidades control conjunto

Rut	Nombre sociedad	País	Domicilio sociedad	Moneda funcional	Sociedad control conjunto de	Porcentaje de Participación de			
						31-12-2014		31-12-2013	
						Subsidiaria	CGE	Subsidiaria	CGE
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE Argentina S.A.	50,00000%	50,00000%	50,00000%	50,00000%
0-E	Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	Avda. Avellaneda 205, San Miguel De Tucumán	AR \$	CGE Argentina S.A.	19,50000%	19,50000%	19,50000%	19,50000%
0-E	Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	Jean Jaures 216, Buenos Aires	AR \$	CGE S.A.	10,00000%	10,00000%	10,00000%	10,00000%
0-E	Gascart S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco International S.A.	50,00000%	28,31219%	50,00000%	28,31219%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	Sarmiento 1230 piso 9 y 10, Buenos Aires	AR \$	Gasco International S.A.	0,00000%	0,00000%	26,69780%	15,11746%
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Jean Jaures 216 piso 4, Buenos Aires	AR \$	Gasco International S.A.	2,60000%	1,47223%	2,60000%	1,47223%
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	Sebastián Elcano 1995, Hualpén, Concepción	US\$	Inversiones Atlántico S.A.	0,00000%	0,00000%	29,99880%	16,98663%
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	190 Elgin Avenue Grand Cayman KY1-9005 Cayman Islands	US\$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	26,70000%	15,11871%
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US\$	Inversiones Atlántico S.A.	0,00000%	0,00000%	30,00000%	16,98731%
96.856.700-4	Innergy Transportes S.A.	Chile	O'Higgins 940 of. 1001-1002, Concepción	US\$	Gasco S.A.	0,00000%	0,00000%	0,00117%	0,00010%
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Av. Apoquindo 3200 piso 11 Las Condes	US\$	Gasmar S.A.	50,00000%	14,43922%	50,00000%	14,43922%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	20,00000%	5,87057%	20,00000%	11,32488%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Avda. Rosario Norte 532, of. 1604, Las Condes, Santiago	CL \$	Metrogas S.A.	33,33300%	9,78419%	33,33300%	18,87460%
0-E	Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Honduras 5663, piso 2, Buenos Aires.	AR\$	Metrogas S.A.	47,00000%	13,79584%	0,00000%	0,00000%
96.721.360-8	Gasoductos Gasandes S.A.	Chile	Avda.Chena 11650, San Bernardo, Santiago	US\$	Metrogas S.A.	47,00000%	13,79584%	0,00000%	0,00000%
96.761.130-1	Andes Operaciones y Servicios S.A.	Chile	Avda.Chena 11650, San Bernardo, Santiago	US\$	Metrogas S.A.	50,00000%	14,67643%	0,00000%	0,00000%



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

3.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

3.6.2.- 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 \$ / EUR \$	CL \$ / UF	CL \$ / AR \$	CL \$ / Cop \$
31-12-2014	606,75	738,05	24.627,10	70,97	0,25
31-12-2013	524,61	724,30	23.309,56	80,49	0,27

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



3.6.4.- Entidades del Grupo CGE.

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades del Grupo CGE (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria), que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación, se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- Los activos y pasivos de cada estado de situación financiera presentado se convierten al tipo de cambio de cierre de cada período o ejercicio;
- Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones); y
- Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto a través de Otros Resultados Integrales.

En la consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras (o nacionales con moneda funcional diferente de la de la matriz), y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al patrimonio neto a través del estado de otros resultados integrales. Cuando se vende o dispone la inversión (todo o parte), esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta o disposición.

Los ajustes al menor valor o plusvalía comprada (goodwill) y al valor razonable de activos y pasivos que surgen en la adquisición de una entidad extranjera (o entidad con moneda funcional diferente del de la matriz), se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del ejercicio o período, según corresponda.

3.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como: eléctrico, gas, servicios e inversiones, para los que se toman las decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota 31.

3.8.- Propiedades, planta y equipo.

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

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



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

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

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

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

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



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

3.9.- Propiedades de inversión.

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

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

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 del Grupo CGE en los activos netos identificables de subsidiarias o filiales a la fecha de adquisición. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

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

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

3.10.2.- Marcas comerciales y licencias.

Las marcas y licencias se muestran a costo, tienen una vida útil definida y se registran a costo menos su amortización acumulada. La amortización se calcula utilizando el método de línea recta para asignar el costo de las marcas y licencias en el término de su vida útil estimada.



3.10.3.- Servidumbres.

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

3.10.4- Derechos de agua.

Los derechos de agua se presentan al costo. No tienen una vida útil definida para la explotación de dichos derechos, por lo cual no estarán afectos a amortización. Sin embargo, la vida útil indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para el que se presente información, con el fin de determinar si los eventos y las circunstancias permiten seguir apoyando la evaluación de la vida útil indefinida para dicho activo. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor anualmente.

3.10.5.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

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

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

3.10.6.- Concesiones de servicios públicos.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valoran de acuerdo a CINIIF 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos se someten a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

3.10.7.- Programas informáticos.

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

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por el Grupo CGE, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.



3.10.8.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

3.11.- Costos por intereses.

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

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

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

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.



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

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

3.14.- Activos financieros.

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

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

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

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

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

3.14.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

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

3.14.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

Los activos financieros disponibles para la venta son no derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de los estados de situación financiera.

Reconocimiento y medición:

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que el Grupo CGE se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos



financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

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

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

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

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

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

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

El Grupo CGE evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado



de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

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

3.15.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.

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

- Coberturas del valor razonable de activos o pasivos reconocidos o compromisos a firme (cobertura del valor razonable);
- Coberturas de un riesgo concreto asociado a un activo o pasivo reconocido o a una transacción prevista altamente probable (cobertura de flujos de efectivo); o
- Coberturas de una inversión neta en una entidad del extranjero o cuya moneda funcional es diferente a la de la matriz (cobertura de inversión neta).

El Grupo CGE documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

3.15.1.- Coberturas de valor razonable.

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

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

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



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

3.15.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

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

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

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

3.15.3.- Cobertura de inversión neta en el exterior.

Las coberturas de inversiones netas de operaciones en el exterior (o de subsidiarias/asociadas con moneda funcional diferente de la matriz) se contabilizan de manera similar a las coberturas de flujos de efectivo. Cualquier ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionada con la porción efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio a través del estado de resultados integral. La ganancia o pérdida relacionada con la porción inefectiva de la cobertura se reconoce inmediatamente en resultados.

Las ganancias y pérdidas acumuladas en el patrimonio se transfieren al estado de resultados cuando la operación en el exterior se vende o se le da parcialmente de baja.

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

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.



3.16.- Inventarios.

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

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

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

3.17.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que el Grupo CGE no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

3.18.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, 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.



3.19.- Capital social.

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

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

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

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

3.21.- Préstamos y otros pasivos financieros.

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

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

3.22.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

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

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



El impuesto a la renta diferido se provisiona por las diferencias temporales que surgen de las inversiones en subsidiarias y en asociadas, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

3.23.- Beneficios a los empleados.

3.23.1.- Vacaciones del personal.

El Grupo CGE reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal y presentado bajo el rubro Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

3.23.2.- Beneficios post jubilatorios.

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

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

El Grupo CGE constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata de acuerdo con NIC 19 (r), de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido 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.



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

Los beneficios por cese que no califican con descrito en el punto 3.23.3.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. El Grupo CGE reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

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

3.23.5.- Premios de antigüedad.

El Grupo CGE tiene pactado en algunas subsidiarias premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25 y 30 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Los costos de servicio e intereses se reconocen inmediatamente en resultados. Las ganancias y pérdidas actuariales se reconocen inmediatamente en el balance, con un cargo o abono a otros resultados integrales en los períodos en los cuales ocurren. No son reciclados posteriormente.

3.23.6.- Participación en las utilidades.

El Grupo CGE reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, como también de los Directores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de las Sociedades.

3.24.- Provisiones.

El Grupo CGE reconoce una provisión cuando está obligado contractualmente o cuando existe una práctica del pasado que ha creado una obligación asumida.

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

- El Grupo CGE tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación del Grupo CGE. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de los estados de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo



específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

3.25.- Subvenciones estatales.

Las subvenciones estatales se reconocen por su valor justo, cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y el Grupo CGE cumplirá con todas las condiciones establecidas.

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

Las subvenciones estatales relacionadas con bonificación a la mano de obra se abonan directamente a resultados.

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

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

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

3.27.- Reconocimiento de ingresos.

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

El Grupo CGE reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades del Grupo CGE, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

3.27.1.- Ventas de electricidad y gas.

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



3.27.2.- Servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica.

El ingreso por servicios de transmisión y transformación de energía eléctrica se registra en base a la facturación efectiva del período de consumo, además de incluir una estimación de los servicios que han sido suministrados hasta la fecha de cierre del período o ejercicio.

3.27.3.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando el Grupo CGE ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien el Grupo CGE tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

3.27.4.- Ingresos por intereses.

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

3.27.5.- Ingresos por dividendos de inversiones temporales.

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

3.28.- Arrendamientos.

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

El Grupo CGE arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Para los arrendamientos donde la Sociedad tiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad, se clasifican como arrendamientos financieros. Los arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad o activo arrendado o al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, el menor de los dos.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para obtener una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la deuda. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen en Otros pasivos financieros. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada período o ejercicio. El activo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecia durante su vida útil o la duración del contrato, el menor de los dos.



3.28.2.- Cuando una entidad del Grupo es el arrendatario - arrendamiento operativo.

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

3.28.3.- Cuando una entidad del Grupo es el arrendador.

Cuando los activos son arrendados bajo arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera a cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.

Los ingresos por arrendamiento financiero se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja una tasa de rendimiento periódico constante.

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

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

3.29.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance 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.

3.30.- Distribución de dividendos.

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

El Grupo CGE efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

El Grupo CGE evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.12. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. Los resultados de las estimaciones efectuadas al 31 de diciembre de 2014 no arrojaron deterioro alguno sobre la plusvalía comprada (ver Nota 18.1).

4.2.- Valor razonable de derivados y de otros instrumentos financieros.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no son comercializados en un mercado activo (por ejemplo, acciones sin cotización o suficiente presencia bursátil, derivados extra-bursátiles, etc.) se determina usando técnicas de valuación. El Grupo CGE aplica su juicio para seleccionar una variedad de métodos y aplica supuestos que principalmente se basan en las condiciones de mercado existentes a la fecha de cada estado de situación financiera. El Grupo CGE utiliza flujos netos descontados o técnicas de valoración a base de múltiplos de EBITDA para ciertos activos financieros disponibles para la venta que no se comercializan en mercados activos.

4.3.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad (“los beneficios”) depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

El Grupo CGE determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza el Grupo CGE para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, el Grupo CGE considera las tasas de interés de mercado de bonos que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota 23.5 se presenta información adicional al respecto.



4.4.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

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

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

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

El 9 de abril de 2013 fue publicado en Diario Oficial el Decreto 14-2012 del Ministerio de Energía, de fecha 14 de febrero de 2012, mediante el cual se fijaron las tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, a partir del 1 de enero de 2011.

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

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



la aplicación de parte del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión en los precios de potencia, en lugar de los precios de energía.

Aún se encuentra pendiente la publicación de los decretos de precios de nudo promedio que fijarán precios retroactivamente a contar de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2014., lo que hace necesario reflejar en los balances y estados de resultados los efectos que ellos tendrán en las cuentas de los clientes finales.

A estos efectos, el monto estimado de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” en lo que respecta a los derechos a cobro y bajo el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” sobre las obligaciones.

5.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

Los factores de riesgo a los que está sometido el Grupo CGE son de carácter general y se enumeran a continuación:

5.1.- Riesgo financiero.

Los negocios en que participan las empresas del Grupo CGE, especialmente aquellas que desarrollan su actividad en el sector eléctrico en Chile, principal fuente de resultados y flujos para el Grupo, corresponden a inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un procedimiento de carácter reglado, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, tanto en las actividades de distribución y subtransmisión de electricidad. Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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, se ha determinado como política mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los flujos de sus deudas financieras, con el objetivo de minimizar la exposición al riesgo de variaciones en el tipo de cambio y las unidades de reajuste.

Al 31 de diciembre de 2014 el stock de deuda en moneda extranjera alcanza a M\$ 83.174.388, en consecuencia, el riesgo de variación de tipo de cambio solamente afecta al 5,44% de la deuda financiera total, lo que se traduce en que el 94,56% se encuentra expresado en Unidades de Fomento o pesos chilenos.

Tipo de deuda	31-12-2014		31-12-2013	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en CL\$	232.014.922	15,17%	140.512.595	9,80%
Deuda en unidades de fomento	1.214.180.302	79,39%	1.224.720.455	85,40%
Deuda en moneda extranjera - m/e	83.174.388	5,44%	68.857.795	4,80%
Total deuda financiera	1.529.369.612	100,00%	1.434.090.845	100,00%



Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, el valor del dólar observado alcanzó a \$606,75 es decir un 15,7% mayor al valor de cierre al 31 de diciembre de 2013, fecha en que alcanzó un valor de \$ 524,61.

Considerando los valores indicados anteriormente, se efectuó un análisis de sensibilidad sobre aquella parte de la deuda expresada en dólares u otra moneda extranjera que no posee algún instrumento de cobertura asociado, para determinar el efecto marginal en los resultados del Grupo CGE debido a la variación de $\pm 1\%$ en el tipo de cambio, con respecto a diciembre de 2013.

Sensibilización tipo de cambio de cierre	Variación % t/c	t/c cierre	Deuda en moneda extranjera		Efecto t/c M\$
			MUS\$	M\$	
Saldos al 31 de diciembre de 2014		606,75	137.082	83.174.388	
	-1%	600,68	137.082	82.342.644	(831.744)
	1%	612,82	137.082	84.006.132	831.744

Como resultado de esta sensibilización, el efecto marginal en la utilidad antes de impuesto del Grupo CGE habría alcanzado a \pm M\$ 831.744

5.1.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo CGE mantiene un 79,39% de sus deudas financieras expresadas en UF, incluyendo aquellos pasivos financieros en moneda extranjera y que han sido reexpresado 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 2014, los resultados antes de impuestos hubieran disminuido en M\$ 12.141.803 y lo contrario hubiera sucedido ante una disminución de 1% en la UF.

5.1.3.- Riesgo de tasa de interés.

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

En este sentido, el Grupo CGE posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 69,6% de la deuda financiera a nivel consolidado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la porción de deuda que se encuentra estructurada a tasa variable, el efecto en resultados antes de impuestos bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 4.653.133 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\$ 15.293.696 de mayor gasto en lo que va del año.



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

El riesgo de liquidez en las empresas del Grupo CGE, es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento. En efecto, un 86,4% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo principalmente mediante bonos.

Continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa el Grupo CGE. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez a nivel de la matriz o de cualquiera de sus filiales.

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

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2014	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	143.256.111	360.513.122	70.487.526	16.441.977		590.698.736
Bonos	61.435.320	138.285.199	177.471.537	638.100.935	448.924.528	1.464.217.519
Total	204.691.431	498.798.321	247.959.063	654.542.912	448.924.528	2.054.916.255
Porcentualidad	10%	24%	12%	32%	22%	100%

Capital e intereses con proyección futura de flujo de caja	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	Total
31-12-2013	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bancos	127.110.409	320.296.462	107.970.144	31.970.099		587.347.114
Bonos	59.231.290	110.875.665	157.451.835	230.391.460	830.477.385	1.388.427.635
Total	186.341.699	431.172.127	265.421.979	262.361.559	830.477.385	1.975.774.749
Porcentualidad	10%	22%	13%	13%	42%	100%

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

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

Adicionalmente, la regulación vigente prevé la radicación de la deuda en la propiedad del usuario del servicio eléctrico, reduciendo la probabilidad de incobrabilidad. Otro factor que permite reducir el riesgo de crédito es la elevada atomización de la cartera de clientes, cuyos montos individuales adeudados no son significativos en relación al total de Ingresos Operacionales.



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

En el siguiente cuadro se puede apreciar lo planteado anteriormente en el sentido que el riesgo de crédito es bajo. En efecto, la rotación de cuentas por cobrar del Grupo CGE es de aproximadamente 2,4 meses de ventas, reflejando las características de los negocios de distribución de electricidad, gas licuado y gas natural. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo, del orden de 3,43% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos operacionales. (últimos 12 meses)	2.563.450.749	2.285.681.255
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar bruto.	620.886.032	538.787.111
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas.	104.524.539	86.200.677
Rotación cuentas por cobrar. (meses)	2,4	2,4
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales.	3,43%	3,17%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios, bonos y efectos de comercio de la Compañía al 31 de diciembre de 2014 y 2013. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

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

Deuda al 31 de diciembre de 2014	Pasivos financieros a valor libro M\$	Pasivos financieros a valor justo M\$	Valor justo v/s valor libro %
Bancos.	595.664.305	577.745.330	-3,01%
Bonos	933.705.307	1.012.320.544	8,42%
Total pasivo financiero	1.529.369.612	1.590.065.874	3,97%

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.	524.323.105	546.276.950	4,19%
Bonos	909.767.740	1.005.304.332	10,50%
Total pasivo financiero	1.434.090.845	1.551.581.282	8,19%



6.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo		
Efectivo en caja.	3.275.202	8.289.487
Saldos en bancos.	31.248.527	27.644.281
Total efectivo.	34.523.729	35.933.768
Equivalente al efectivo		
Depósitos a corto plazo, clasificado como equivalentes al efectivo.	7.392.106	50.789.427
Otros equivalentes al efectivo (*).	35.104.487	60.754.992
Total equivalente al efectivo.	42.496.593	111.544.419
Total	77.020.322	147.478.187

El efectivo y equivalentes al efectivo incluido en los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no difiere del presentado en los estados consolidados de flujos de efectivo.

(*) Otros equivalentes al efectivo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Cuotas de fondos mutuos.	30.593.567	48.382.728
Inversiones en pactos.	4.510.920	12.372.264
Total otros equivalentes al efectivo.	35.104.487	60.754.992

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	50.515.910	140.742.115
	US \$	12.577.058	1.765.026
	AR \$	8.940.214	1.134.094
	COP \$	4.986.358	3.834.994
	EUR \$	782	1.958
Total		77.020.322	147.478.187



7.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Otros activos financieros	31-12-2014		31-12-2013	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	411.017		14.545	
Activos de cobertura.				882.378
Activos financieros disponibles para la venta.		237.862		5.164.897
Total	411.017	237.862	14.545	6.047.275

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

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

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

Clase de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	31-12-2014		31-12-2013	
	Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, instrumentos de patrimonio.	411.017		14.545	0
Total	411.017	0	14.545	0

7.2.- Activos y pasivos de cobertura.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2014 las subsidiarias, Gasco GLP S.A., Gasmar S.A., Inversiones GLP S.A.S. E.S.P. y la subsidiaria Unigas Colombia S.A. E.S.P., presentan partidas pendientes de liquidar, cuyos efectos se registran en el patrimonio, bajo la denominación reservas de cobertura de flujo de caja o en el resultado del período, según corresponda.



Inversiones GLP S.A.S. E.S.P., tiene suscrito con el Banco Corpbanca un contrato de derivado “Swaps” de cobertura financiera de tasa de interés, que redenomina una deuda a tasa variable de IBR más 2,7% trimestral, a una deuda a tasa fija de 9,36% anual, expirando el contrato el 17 de enero de 2020. Además, su subsidiaria Unigas Colombia S.A. E.S.P., tiene suscrito con el Banco Corpbanca un contrato de derivado “Swaps” de cobertura financiera de tasa de interés, que redenomina una deuda a tasa variable de IBR más 2,5% trimestral, a una deuda a tasa fija de 8,49% anual, expirando el contrato el 25 de julio de 2016.

Al 31 de diciembre de 2014, la subsidiaria Gasmar S.A., mantiene coberturas de tipo de cambio, cuyo valor justo se determinó por la compensación que resulte, considerando como tipo de cambio de maduración, el valor futuro vigente a la fecha de cierre, actualizado a su valor presente por la tasa TAB nominal de 30 días, vigentes a esa misma fecha. En los derivados de tipo de cambio, para determinar el valor futuro vigente a la fecha de cierre, se emplearon los puntos forward a una semana de plazo y a 31 días plazo, publicados por Reuters, a los que se les agregó el valor del dólar observado a la fecha de cierre.

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

El Grupo CGE, no ha reconocido en resultados ineficiencias de partidas cubiertas en instrumentos derivados. La composición de los activos y pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detallan en los siguientes cuadros.

Activos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tasa de interés variable.	Interés				837.945
Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tasa de interés variable.	Interés				44.433
Total					0	0	0	882.378

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes					Valor justo			
					Corrientes		No corrientes	
Sociedad	Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Gasco GLP S.A.	Forward	Valor razonable	Exposición de las variaciones de precios de gas licuado.	Existencias de gas	18.006	13.143		
Gasmar S.A.	Forward	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de tipo de cambio.	Moneda	10.908			
Gasmar S.A.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de las variaciones de precios de gas licuado.	Existencias de gas	178.385			
Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tasa de interés variable.	Interés			761.294	
Unigas Colombia S.A.	Swap	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tasa de interés variable.	Interés			12.344	
Total					207.299	13.143	773.638	0

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



7.3.- Activos financieros disponibles para la venta.

La composición de los activos financieros disponibles para la venta al 31 de diciembre de 2014 y 2013, corresponden solamente a instrumentos de patrimonio y su detalle es el siguiente:

Detalle de los instrumentos de patrimonio					No corrientes	
R.U.T	Sociedad	Número de acciones	Porcentaje participación		31-12-2014	31-12-2013
			31-12-2014	31-12-2013	M\$	M\$
0-E	Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A. (*)		0,00000%	13,00000%		2.994.030
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A. (*)		0,00000%	13,00000%		1.903.628
76.139.483-5	SCX Bolsa de Clima de Santiago	50.000	5,00000%	5,00000%	175.001	175.001
92.970.000-7	Cem S.A.	0	0,00000%	0,08570%		43.494
96.539.380-3	Ediciones Financieras S.A.	25	1,25000%	1,25000%	16.520	16.520
99.581.910-4	Gráfica Puerto Madero S.A.	240	0,00000%	0,00000%	8.531	8.531
0-E	Surcolombiana de Gas S.A. E.S.P.	578	1,59000%	0,00000%	20.303	
0-E	Organización Terpel S.A.	3.621	0,00189%	0,00189%	2.307	7.542
91.968.000-8	Inmobiliaria Club de la Unión de Punta Arenas S.A.	50	5,68000%	5,68000%	6.960	6.960
70.497.500-7	Estadio Español de Concepción S.A.	26	0,12000%	0,12000%	3.886	3.886
73.116.100-3	Instituto de la Construcción	0	0,00000%	0,00000%	2.904	2.904
70.393.200-2	Club de Campo La Posada S.A.	12	0,06000%	0,06000%	1.167	2.118
70.024.300-1	Sociedad de Fomento Fabril	676	0,26000%	0,26000%	282	282
70.341.300-5	Corporación Club Concepción	1	0,03000%	0,03000%	1	1
Total					237.862	5.164.897

(*) Ver nota 13.3.1.

7.4.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor justo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013, han sido medidos en base a las metodologías previstas en la NIC 39. Dichas metodologías aplicadas para clase de instrumentos financieros se clasifican según su jerarquía de la siguiente manera:

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2014 y 2013, en la medida que existan saldos vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros.



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

Instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2014		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultados.	411.017			411.017	
Total	411.017	0	0	411.017	0

Instrumentos financieros a valor razonable con cambios en resultados			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.	14.545			14.545	
Total	14.545	0	0	14.545	0

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2014		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo					
Total	0	0	0	0	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Activos financieros	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de efectivo		882.378		882.378	
Total	0	882.378	0	882.378	0

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2014		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja	189.293	773.638		962.931	
Derivados de cobertura valor razonable.	18.006			18.006	
Total	207.299	773.638	0	980.937	0



Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura valor razonable.	13.143			13.143	
Total	13.143	0	0	13.143	0

7.4.4.- Activos financieros disponibles para la venta.

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2014		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Otros Gasco S.A.		46.341			46.341
Otros Inversiones y Gestión S.A.		16.520			16.520
Total	0	237.862	0	0	237.862

Activos financieros disponibles para la venta			Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2013		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
SCX Bolsa de Clima de Santiago		175.001			175.001
Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.		2.994.030			2.994.030
Gasoducto Gasandes S.A.		1.903.628			1.903.628
Otros Gasco S.A.		74.767			74.767
Otros Inversiones y Gestión S.A.		17.471			17.471
Total	0	5.164.897	0	0	5.164.897

Un porcentaje significativo de los valores razonables de los activos financieros disponibles para la venta que no son comercializados en un mercado activo, han sido determinados utilizando técnicas de valuación como lo señala la Nota 4.2.- El valor razonable de las inversiones menores que no tienen un precio de mercado cotizado en un mercado activo, han sido valorizados a su costo de adquisición por la baja significancia que ellos representan.

Conforme a NIC 39, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integral y acumuladas en patrimonio hasta su realización, neto de impuesto diferido.



8.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

8.1.- Composición del rubro.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Deudores comerciales, neto.	287.916.799	333.593.970	16.228.642	13.937.627
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto.	2.917.424	2.787.658	4.634.565	4.078.718
Otras cuentas por cobrar, neto.	201.947.791	89.425.065	2.716.272	8.763.396
Total	492.782.014	425.806.693	23.579.479	26.779.741

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

Otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Por cobrar al personal				
Anticipo asignación feriado legal.	8.367	16.519		
Anticipo honorarios.	5.063	21.357		
Préstamos al personal.	2.953.363	4.037.006	1.222.934	1.106.939
Anticipo de remuneraciones.	288.872	30.712		
Fondos por rendir.	64.915	36.772		
Sub total	3.320.580	4.142.366	1.222.934	1.106.939
Impuestos por recuperar				
Iva crédito fiscal.	19.711.408	9.057.437		1.677.982
Sub total	19.711.408	9.057.437	0	1.677.982
Deudores varios				
Deudores varios. (*)	168.637.595	58.179.958		4.575
Anticipo Proveedores.	4.016.817	4.824.993		
Instalaciones y proyectos por cobrar.	38.354	146.825	723.678	896.300
Boletas garantías.	84.464	57.764	142.513	177.315
Documentos por cobrar fideicomiso financiero.	332.340	276.061	463.473	740.867
Otros documentos por cobrar.	4.274.547	12.860.813	163.674	42.384
Crédito a terceros.	231.713	10.000		
Cash Call Gasandes.				4.117.034
Liquidación instrumentos financieros por cobrar.	1.323.482			
Otros.	603.474	410.035		
Provisión de deterioro.	(626.983)	(541.187)		
Sub total	178.915.803	76.225.262	1.493.338	5.978.475
Total	201.947.791	89.425.065	2.716.272	8.763.396

(*) Ver Nota N° 4.5



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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Deudores comerciales, bruto.	391.216.204	414.342.794	16.364.345	18.555.844
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	3.379.872	3.080.107	4.634.565	4.078.718
Otras cuentas por cobrar, bruto.	202.574.774	89.966.252	2.716.272	8.763.396
Total	597.170.850	507.389.153	23.715.182	31.397.958

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Deudores comerciales.	103.435.108	85.367.042
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.	462.448	292.448
Otras cuentas por cobrar.	626.983	541.187
Total	104.524.539	86.200.677

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se muestra en el siguiente cuadro:

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial.	86.200.677	78.583.332
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas del período o ejercicio.	(2.924.259)	(1.791.884)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(87.520)	(120.590)
Aumento (disminución) del período o ejercicio.	21.335.641	9.529.819
Total	104.524.539	86.200.677

El valor justo de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difiere significativamente del valor de libros presentado. Asimismo, el valor libros de los deudores y clientes por cobrar en mora no deteriorados y deteriorados representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos, ya que incluyen un interés explícito por el retraso en el pago y consideran una provisión de deterioro cuando existe evidencia objetiva de que el Grupo CGE no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

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



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

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

Clientes 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. 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 gas: Las deudas mayores a 180 días son provisionadas en un 100% para las áreas de gas licuado y natural. Las deudas inferiores a 180 días son provisionadas de acuerdo a evaluaciones individuales de cada cliente.

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 solo por su parte de capital.

Los castigos tributarios son realizados en la medida que las deudas son declaradas sin posibilidad alguna de recupero, de acuerdo a las normas tributarias vigentes.

8.1.5.- Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero.

Pagos mínimos a recibir por arrendamiento, arrendamientos financieros	31-12-2014			31-12-2013		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
No posterior a un año.	4.223.895	(1.306.468)	2.917.427	4.289.699	(1.508.390)	2.781.309
Posterior a un año pero menor de cinco años.	5.764.209	(1.471.497)	4.292.712	4.824.930	(1.331.015)	3.493.915
Más de cinco años.	375.174	(33.324)	341.850	697.155	(106.003)	591.152
Total	10.363.278	(2.811.289)	7.551.989	9.811.784	(2.945.408)	6.866.376



8.2.- Estratificación de la cartera.

La estratificación de la cartera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

31-12-2014	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.	225.465.864	59.844.635	15.482.520	4.477.773	3.262.971	2.300.996	2.012.386	1.880.876	1.993.290	90.859.238	407.580.549	387.479.634	20.100.915
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	7.559.330	109.023	30.785	9.582	7.915	6.365	5.941	7.822	10.440	267.234	8.014.437	3.379.872	4.634.565
Otras cuentas por cobrar, bruto.	198.506.383	377.657	228.563	25.104	27.278	98.248	16.567	37.974	35.473	5.937.799	205.291.046	202.574.774	2.716.272
Provision deterioro	(10.148.603)	(2.728.377)	(2.522.780)	(1.338.265)	(1.694.472)	(1.313.324)	(1.365.871)	(1.511.216)	(1.497.118)	(80.404.513)	(104.524.539)	(100.652.266)	(3.872.273)
Total	421.382.974	57.602.938	13.219.088	3.174.194	1.603.692	1.092.285	669.023	415.456	542.085	16.659.758	516.361.493	492.782.014	23.579.479

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.	246.373.641	65.812.219	14.737.020	4.990.375	3.731.632	2.915.424	2.853.043	2.704.325	2.562.003	86.218.956	432.898.638	414.342.794	18.555.844
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto.	6.796.140	48.673	42.053	18.799	6.153	17.638	16.940	17.472	18.538	176.419	7.158.825	3.080.107	4.078.718
Otras cuentas por cobrar, bruto.	96.220.567	125.139	500	2.482	207	78.448	27.962	0	84.877	2.189.466	98.729.648	89.966.252	8.763.396
Provision deterioro	(4.944.500)	(1.757.999)	(1.751.264)	(1.377.758)	(1.200.665)	(1.123.006)	(1.078.259)	(1.117.441)	(1.454.078)	(70.395.707)	(86.200.677)	(81.582.460)	(4.618.217)
Total	344.445.848	64.228.032	13.028.309	3.633.898	2.537.327	1.888.504	1.819.686	1.604.356	1.211.340	18.189.134	452.586.434	425.806.693	26.779.741



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

El resumen de estratificación de cartera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

31-12-2014								
Tramos de deudas	Cientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Cientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		108.793.064			7.583		108.800.647	
Por vencer. (2)	1.426.509	82.848.085	(779.492)	49.978	33.817.132	(9.335.433)	116.665.217	(10.114.925)
Sub total por vencer. (3)	1.426.509	191.641.149	(779.492)	49.978	33.824.715	(9.335.433)	225.465.864	(10.114.925)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	914.457	58.526.094	(1.683.061)	17.699	1.318.541	(998.107)	59.844.635	(2.681.168)
Entre 31 y 60 días	228.073	14.760.486	(1.792.709)	6.975	722.034	(698.355)	15.482.520	(2.491.064)
Entre 61 y 90 días	38.737	3.882.952	(802.726)	4.230	594.821	(522.447)	4.477.773	(1.325.173)
Entre 91 y 120 días	37.926	2.691.714	(1.071.667)	2.767	571.257	(614.024)	3.262.971	(1.685.691)
Entre 121 y 150 días	13.710	1.808.978	(863.897)	2.030	492.018	(441.196)	2.300.996	(1.305.093)
Entre 151 y 180 días	11.296	1.511.811	(928.032)	1.570	500.575	(430.756)	2.012.386	(1.358.788)
Entre 181 y 210 días	10.787	1.350.810	(1.041.812)	1.689	530.066	(460.143)	1.880.876	(1.501.955)
Entre 211 y 250 días	10.999	1.331.463	(897.076)	1.883	661.827	(588.616)	1.993.290	(1.485.692)
Más de 250 días	357.451	77.263.120	(69.814.176)	58.371	13.596.118	(9.671.383)	90.859.238	(79.485.559)
Sub total vencidos	1.623.436	163.127.428	(78.895.156)	97.214	18.987.257	(14.425.027)	182.114.685	(93.320.183)
Total	3.049.945	354.768.577	(79.674.648)	147.192	52.811.972	(23.760.460)	407.580.549	(103.435.108)

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. (1)		109.334.205					109.334.205	
Por vencer. (2)	1.582.471	104.369.759	(819.037)	61.372	32.669.677	(4.123.848)	137.039.436	(4.942.885)
Sub total por vencer. (3)	1.582.471	213.703.964	(819.037)	61.372	32.669.677	(4.123.848)	246.373.641	(4.942.885)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	861.356	63.778.032	(1.324.688)	29.278	2.034.187	(425.745)	65.812.219	(1.750.433)
Entre 31 y 60 días	217.597	13.538.911	(1.260.126)	13.067	1.198.109	(478.299)	14.737.020	(1.738.425)
Entre 61 y 90 días	40.182	4.075.090	(821.443)	7.984	915.285	(534.329)	4.990.375	(1.355.772)
Entre 91 y 120 días	40.391	2.909.744	(734.365)	5.248	821.888	(458.088)	3.731.632	(1.192.453)
Entre 121 y 150 días	18.930	2.220.440	(618.618)	4.482	694.984	(484.500)	2.915.424	(1.103.118)
Entre 151 y 180 días	16.144	2.156.921	(583.871)	4.106	696.122	(474.223)	2.853.043	(1.058.094)
Entre 181 y 210 días	13.130	2.070.979	(625.305)	2.844	633.346	(474.664)	2.704.325	(1.099.969)
Entre 211 y 250 días	13.340	1.881.098	(832.863)	3.400	680.905	(602.679)	2.562.003	(1.435.542)
Más de 250 días	444.279	76.914.691	(62.135.214)	59.127	9.304.265	(7.555.137)	86.218.956	(69.690.351)
Sub total vencidos	1.665.349	169.545.906	(68.936.493)	129.536	16.979.091	(11.487.664)	186.524.997	(80.424.157)
Total	3.247.820	383.249.870	(69.755.530)	190.908	49.648.768	(15.611.512)	432.898.638	(85.367.042)

- (1) Vendida y no facturada: Corresponde a la estimación de energía por facturar que ha sido suministrada hasta la fecha de cierre de los estados financieros.
- (2) Por vencer: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros se encuentra sin vencer su fecha de pago.
- (3) Vencidos: Corresponde a las facturas y boletas emitidas que al cierre de los estados financieros tienen como mínimo un día de morosidad con respecto a su fecha de vencimiento.



8.3.1.- Resumen de estratificación de la cartera deudores comerciales segmento eléctrico.

31-12-2014								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		101.559.459			7.583		101.567.042	0
Por vencer. (2)	1.019.878	46.770.212	(688.697)	43.014	23.621.666	(588.297)	70.391.878	(1.276.994)
Sub total por vencer. (3)	1.019.878	148.329.671	(688.697)	43.014	23.629.249	(588.297)	171.958.920	(1.276.994)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	780.122	47.508.379	(1.621.266)	11.743	473.991	(205.660)	47.982.370	(1.826.926)
Entre 31 y 60 días	185.351	12.113.886	(1.746.434)	3.513	196.116	(198.975)	12.310.002	(1.945.409)
Entre 61 y 90 días	24.638	2.961.831	(760.372)	2.123	147.488	(99.588)	3.109.319	(859.960)
Entre 91 y 120 días	27.512	1.984.952	(1.031.239)	927	134.663	(201.576)	2.119.615	(1.232.815)
Entre 121 y 150 días	6.486	1.440.136	(823.753)	692	118.811	(85.148)	1.558.947	(908.901)
Entre 151 y 180 días	5.216	1.240.319	(851.904)	583	126.437	(71.094)	1.366.756	(922.998)
Entre 181 y 210 días	4.997	1.083.300	(844.984)	529	148.248	(92.711)	1.231.548	(937.695)
Entre 211 y 250 días	5.034	1.073.691	(686.476)	483	187.415	(132.109)	1.261.106	(818.585)
Más de 250 días	213.129	60.918.385	(54.225.586)	32.036	9.312.403	(5.550.109)	70.230.788	(59.775.695)
Sub total vencidos	1.252.485	130.324.879	(62.592.014)	52.629	10.845.572	(6.636.970)	141.170.451	(69.228.984)
Total	2.272.363	278.654.550	(63.280.711)	95.643	34.474.821	(7.225.267)	313.129.371	(70.505.978)

31-12-2013								
Tramos de deudas Segmento Eléctrico	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		102.657.923	0				102.657.923	0
Por vencer. (2)	1.203.900	59.780.953	(391.689)	54.636	21.042.129	(119.115)	80.823.082	(510.804)
Sub total por vencer. (3)	1.203.900	162.438.876	(391.689)	54.636	21.042.129	(119.115)	183.481.005	(510.804)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	754.022	52.310.366	(629.178)	20.412	760.737	(148.514)	53.071.103	(777.692)
Entre 31 y 60 días	181.284	11.003.599	(555.031)	5.920	430.050	(122.730)	11.433.649	(677.761)
Entre 61 y 90 días	24.214	2.855.422	(524.932)	2.600	341.288	(127.076)	3.196.710	(652.008)
Entre 91 y 120 días	28.621	2.243.148	(496.117)	1.596	332.004	(125.831)	2.575.152	(621.948)
Entre 121 y 150 días	11.011	1.766.806	(440.227)	1.432	270.759	(123.740)	2.037.565	(563.967)
Entre 151 y 180 días	8.569	1.688.114	(400.435)	1.198	273.987	(112.881)	1.962.101	(513.316)
Entre 181 y 210 días	7.335	1.546.749	(369.919)	643	311.172	(109.447)	1.857.921	(479.366)
Entre 211 y 250 días	7.210	1.383.124	(452.845)	617	280.628	(112.815)	1.663.752	(565.660)
Más de 250 días	281.619	58.648.261	(42.317.455)	38.518	7.786.258	(5.828.704)	66.434.519	(48.146.159)
Sub total vencidos	1.303.885	133.445.589	(46.186.139)	72.936	10.786.883	(6.811.738)	144.232.472	(52.997.877)
Total	2.507.785	295.884.465	(46.577.828)	127.572	31.829.012	(6.930.853)	327.713.477	(53.508.681)



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

31-12-2014								
Tramos de deudas Segmento Gas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		7.031.845					7.031.845	0
Por vencer. (2)	406.465	34.409.320	(342)	2.167	605.592	(94.021)	35.014.912	(94.363)
Sub total por vencer. (3)	406.465	41.441.165	(342)	2.167	605.592	(94.021)	42.046.757	(94.363)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	133.822	10.210.685		45	20.757		10.231.442	0
Entre 31 y 60 días	42.195	2.500.366		59	6.786		2.507.152	0
Entre 61 y 90 días	13.727	827.702		17	7.748		835.450	0
Entre 91 y 120 días	10.102	507.828		19	7.831		515.659	0
Entre 121 y 150 días	7.077	311.679		4	3.075		314.754	0
Entre 151 y 180 días	5.982	221.983	(33.307)	5	4.468	(4.058)	226.451	(37.365)
Entre 181 y 210 días	5.738	217.097	(150.156)	7	3.732	(3.732)	220.829	(153.888)
Entre 211 y 250 días	5.874	183.144	(139.470)	2	3.836	(3.836)	186.980	(143.306)
Más de 250 días	45.934	4.517.929	(4.188.721)	45	14.607	(14.606)	4.532.536	(4.203.327)
Sub total vencidos	270.451	19.498.413	(4.511.654)	203	72.840	(26.232)	19.571.253	(4.537.886)
Total	676.916	60.939.578	(4.511.996)	2.370	678.432	(120.253)	61.618.010	(4.632.249)

31-12-2013								
Tramos de deudas Segmento Gas	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		6.364.360					6.364.360	0
Por vencer. (2)	377.883	39.775.502	(64.944)	2.409	497.938	(105.067)	40.273.440	(170.011)
Sub total por vencer. (3)	377.883	46.139.862	(64.944)	2.409	497.938	(105.067)	46.637.800	(170.011)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	105.610	9.595.837	(605.133)	62	16.348		9.612.185	(605.133)
Entre 31 y 60 días	34.378	2.186.938	(582.614)	34	6.036		2.192.974	(582.614)
Entre 61 y 90 días	14.620	900.558	(200.989)	27	2.891		903.449	(200.989)
Entre 91 y 120 días	10.613	513.590	(161.508)	16	1.758		515.348	(161.508)
Entre 121 y 150 días	6.996	339.914	(94.069)	9	588		340.502	(94.069)
Entre 151 y 180 días	7.126	346.329	(102.346)	5	399	(201)	346.728	(102.547)
Entre 181 y 210 días	5.543	166.504	(149.042)	2	473	(197)	166.977	(149.239)
Entre 211 y 250 días	5.940	235.518	(217.205)	1	460	(184)	235.978	(217.389)
Más de 250 días	50.931	5.735.969	(5.531.370)	638	27.049	(5.985)	5.763.018	(5.537.355)
Sub total vencidos	241.757	20.021.157	(7.644.276)	794	56.002	(6.567)	20.077.159	(7.650.843)
Total	619.640	66.161.019	(7.709.220)	3.203	553.940	(111.634)	66.714.959	(7.820.854)



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

31-12-2014								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		201.760					201.760	0
Por vencer. (2)	166	1.668.553	(90.453)	4.797	9.589.874	(8.653.115)	11.258.427	(8.743.568)
Sub total por vencer. (3)	166	1.870.313	(90.453)	4.797	9.589.874	(8.653.115)	11.460.187	(8.743.568)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	513	807.030	(61.795)	5.911	823.793	(792.447)	1.630.823	(854.242)
Entre 31 y 60 días	527	146.234	(46.275)	3.403	519.132	(499.380)	665.366	(545.655)
Entre 61 y 90 días	372	93.419	(42.354)	2.090	439.585	(422.859)	533.004	(465.213)
Entre 91 y 120 días	312	198.934	(40.428)	1.821	428.763	(412.448)	627.697	(452.876)
Entre 121 y 150 días	147	57.163	(40.144)	1.334	370.132	(356.048)	427.295	(396.192)
Entre 151 y 180 días	98	49.509	(42.821)	982	369.670	(355.604)	419.179	(398.425)
Entre 181 y 210 días	52	50.413	(46.672)	1.153	378.086	(363.700)	428.499	(410.372)
Entre 211 y 250 días	91	74.628	(71.130)	1.398	470.576	(452.671)	545.204	(523.801)
Más de 250 días	98.388	11.826.806	(11.399.869)	26.290	4.269.108	(4.106.668)	16.095.914	(15.506.537)
Sub total vencidos	100.500	13.304.136	(11.791.488)	44.382	8.068.845	(7.761.825)	21.372.981	(19.553.313)
Total	100.666	15.174.449	(11.881.941)	49.179	17.658.719	(16.414.940)	32.833.168	(28.296.881)

31-12-2013								
Tramos de deudas Segmento Servicios	Clientes de cartera no repactada N°	Cartera no repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Clientes de cartera repactada N°	Cartera repactada, bruta M\$	Provisión deterioro M\$	Total cartera, bruta M\$	Total provisión deterioro M\$
Por vencer								
Vendida y no facturada. (1)		311.922					311.922	0
Por vencer. (2)	688	4.813.304	(362.404)	4.327	11.129.610	(3.899.666)	15.942.914	(4.262.070)
Sub total por vencer. (3)	688	5.125.226	(362.404)	4.327	11.129.610	(3.899.666)	16.254.836	(4.262.070)
Vencidos								
Entre 1 y 30 días	1.724	1.871.829	(90.377)	8.804	1.257.102	(277.231)	3.128.931	(367.608)
Entre 31 y 60 días	1.935	348.374	(122.481)	7.113	762.023	(355.569)	1.110.397	(478.050)
Entre 61 y 90 días	1.348	319.110	(95.522)	5.357	571.106	(407.253)	890.216	(502.775)
Entre 91 y 120 días	1.157	153.006	(76.740)	3.636	488.126	(332.257)	641.132	(408.997)
Entre 121 y 150 días	923	113.720	(84.322)	3.041	423.637	(360.760)	537.357	(445.082)
Entre 151 y 180 días	449	122.478	(81.090)	2.903	421.736	(361.141)	544.214	(442.231)
Entre 181 y 210 días	252	357.726	(106.344)	2.199	321.701	(365.020)	679.427	(471.364)
Entre 211 y 250 días	190	262.456	(162.813)	2.782	399.817	(489.680)	662.273	(652.493)
Más de 250 días	111.729	12.530.461	(14.286.389)	19.971	1.490.958	(1.720.448)	14.021.419	(16.006.837)
Sub total vencidos	119.707	16.079.160	(15.106.078)	55.806	6.136.206	(4.669.359)	22.215.366	(19.775.437)
Total	120.395	21.204.386	(15.468.482)	60.133	17.265.816	(8.569.025)	38.470.202	(24.037.507)



8.4.- Cartera protestada y en cobranza judicial.

La cartera protestada y en cobranza judicial al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente, los cuales forman parte de la cartera morosa:

31-12-2014				
Cartera en cobranza judicial	Documentos por cobrar en cartera protestada, cartera no securitizada		Documentos por cobrar en cobranza judicial, cartera no securitizada	
	N°	M\$	N°	M\$
Cartera protestada o en cobranza judicial.	26.427	1.159.220	5.227	10.646.890
Total	26.427	1.159.220	5.227	10.646.890

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.	18.385	3.300.979	2.914	17.481.073
Total	18.385	3.300.979	2.914	17.481.073

8.5.- Provisión y castigos.

El detalle de la provisión y castigo de la cartera no repactada y repactada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Provisión y castigos	01-01-2014	01-01-2013
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	16.466.617	8.281.271
Provisión cartera repactada	4.869.024	1.028.643
Recuperos del período o ejercicio		219.905
Total	21.335.641	9.529.819



8.6.- Número y monto de operaciones.

El número y monto de operaciones al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente por venta de energía, gas y servicios:

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2014 31-12-2014
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	33.511.086	1.420.633.606
Ventas de gas	6.575.787	1.100.914.457
Ventas de servicios	188.422	103.968.686
Total	40.275.295	2.625.516.749

Segmentos de ventas	Operaciones	01-01-2013 31-12-2013
	N°	M\$
Ventas de energía eléctrica	32.167.269	1.247.968.438
Ventas de gas	6.499.742	993.022.540
Ventas de servicios	578.949	103.639.425
Total	39.245.960	2.344.630.403

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.

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

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

Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no existen garantías otorgadas o recibidas en dichas operaciones.



9.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

9.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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	
							31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
0-E	Combustibles Cota Ltda.	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	258	78		
0-E	Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A.	Argentina	Servicios prestados	Hasta 90 días	Negocios Conjuntos	CL \$	15.829	15.829		
0-E	Fif y Cia. S.A.S	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$		320		
0-E	Gasnor S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	US \$		243.536		
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Reembolso de Gastos	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	US \$		53.951		
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	32.511	7.352		
0-E	Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	Venta de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	13.901	26.628		
0-E	Ferdilan Overseas INC	Panamá	Aportes futuras Capitalizaciones	Hasta 90 días	Matriz	COP \$	375.149			
0-E	Yacimientos Petrolíferos Federales	Argentina	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista común	US\$	931.361			
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	822	772		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Anticipo por compra de gas	Hasta 90 días	Negocios conjuntos	US \$		3.121.036		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 1 año	Negocios conjuntos	US \$			1.239.391	1.041.670
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Venta de gas Licuado	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	2.916.296	7.916.649		
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Director común	CL \$		253		
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Accionista	CL \$		3.905		
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Otras valores por cobrar	Más de 1 Año	Asociados	US \$			5.320.199	
96.762.250-8	Gasoducto del Pacifico S.A.	Chile	Dividendos	Más de 1 año	Negocios Conjuntos	US \$				2.694.715
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Reembolso de Gastos	Hasta 90 Días	Negocios Conjuntos	US \$		8.613		
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Aportes por capitalizar	Más de 1 año	Negocios Conjuntos	US \$				978.980
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Negocios Conjuntos	US \$		1.706.082		
99.520.000-7	Cía. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Venta de gas natural	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	114.736	200.091		
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Negocios Conjuntos	CL \$	30.873			
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista común	US\$	889.090			
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Venta de energía	Hasta 90 días	Asociada	CL \$		18.017		
TOTALES							5.320.826	13.323.112	6.559.590	4.715.365



9.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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	
							31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
0-E	Plexport S.A.	Colombia	Servicio de transporte terrestre	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	113.368	178.504		
0-E	Sefta S.A.	Panamá	Compra de activos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	Cop \$		18.843		
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Asociada	Cop \$		1.399		
0-E	Automotores Reina S.A.	Colombia	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	3.360	3.477		
0-E	Automotores Reina S.A.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	174	160		
0-E	Gases Unidos de Colombia S.A.S.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	1.211	772		
0-E	Fif y Cía. S.A.S.	Colombia	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	2.273	767		
0-E	Supra Seguros Asesores	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	3.122	2.610		
0-E	Transportes Unitrans S.A.S.	Colombia	Servicio de transporte terrestre	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$		22.844		
0-E	Plexa S.A. E.S.P.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	6.522	7.241		
0-E	Norelec S.A.	Argentina	Préstamos	Hasta 90 días	Negocio Conjunto	Ar \$	13.928			
0-E	Cilgas S.A.	Colombia	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	5.174			
0-E	Cilgas S.A.	Colombia	Compra de activos	Hasta 90 días	Indirecta	Cop \$	445			
0-E	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Otros valores a pagar	Más de 90 Días y hasta 1 año	Asociada	US\$	3.200.002			
0-E	Yacimientos Petrolíferos Federales	Argentina	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista Común	US\$	424.629			
5.333.806-2	Erich Gruttner Grimal	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$	4.125	3.648		
6.357.359-0	Guillermo Hayes Morales	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista de Subsidiaria	CL \$	8.251	7.296		
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$		1.943		
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 30 días	Negocio Conjunto	CL \$	294.275			
76.375.230-5	Círculo Ejecutivo Arriendo Vehículos Ltda.	Chile	Préstamos recibidos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$	82.500	82.500		
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Compra de gas natural	Hasta 90 días	Negocio Conjunto	US \$	4.909.735			
77.058.290-2	Energía del Sur S.A.	Chile	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Director común	CL \$	185	167		
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	98.089	213.815		
81.533.000-5	Daniilo Jordan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	418	220		
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		122.038		
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		2.815.636		
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$		47.472		
92.513.000-1	Naviera Ultragas Ltda.	Chile	Dividendos	Hasta 90 días	Accionista de Subsidiaria	CL \$		1.941.818		
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista Común	CL \$	1.930.553		1.779.598	
92.604.000-6	Empresa Nacional del Petróleo	Chile	Compra de gas	Hasta 30 días	Accionista Común	CL \$	1.234.028			
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Servicio de transporte	Hasta 90 días	Asociada	US \$	204.325			
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Compra de gas natural	Hasta 90 días	Negocio Conjunto	CL \$		880.455		
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Director común	CL \$	140			
96.933.430-5	Inversiones Trigas Cuatro S.A.	Chile	Dividendos	Hasta 30 días	Accionista Común	CL \$	889.090		1.067.880	
96.955.090-3	Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	Préstamos otorgados	Más de 90 días y hasta 1 año	Asociada	CL \$	23.719	23.719		
99.520.000-7	Compañía de Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Compra de combustibles	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$		4.000		
TOTALES							13.453.641	6.381.344	2.847.478	0



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

Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2014 31-12-2014		01-01-2013 31-12-2013	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
65.166.730-5	Fundación Gasco	Chile	Indirecta	Reembolso de gastos	CL \$			8	
76.227.236-9	Transporte Energía Movil Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	6.720	(6.720)	3.220	(3.220)
76.301.099-6	Turismo y Hotel VF Ltda.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	953	(953)		
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Negocio Control Conjunto	Venta de gas licuado	CL \$	561.325	561.325		
76.349.706-2	Hualpén Gas S.A.	Chile	Negocio Control Conjunto	Servicios recibidos	CL \$	5.003.277	(5.003.277)		
76.375.230-5	Circulo Ejecutivo Arriendo Vehiculos Ltda.	Chile	Accionista	Compra de materiales	CL \$	8.922	(8.922)	11.429	(11.429)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Compra de gas natural	US \$	259.337.318	(259.337.318)	201.968.352	(201.968.352)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Intereses cobrados	US \$	32.756	32.756	28.372	28.372
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Otras valores por cobrar	CL \$	252.384			
77.058.290-3	Energía del Sur S.A.	Chile	Director común	Compra de combustibles	CL \$	97.109	(97.109)	90.662	(90.662)
77.766.520-0	Inversiones Brac Ltda.	Chile	Director común	Arriendo de oficinas	CL \$	8.977	(8.977)		
81.095.400-0	Sociedad Nacional de Oleoductos S.A.	Chile	Indirecta	Servicio de transporte terrestre	CL \$	4.789.159	(4.789.159)	4.676.328	(4.676.328)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	3.838	(3.838)	6.226	(6.226)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	98	(98)	1.593	(1.593)
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$	2.403		69	
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Servicios prestados	CL \$			3.425	3.425
81.533.000-5	Danilo Jordan S.A.	Chile	Director común	Venta de materiales	CL \$			173	173
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Accionista	Venta de gas licuado	CL \$	162.235.780	162.235.780	140.560.747	140.560.747
91.806.000-6	Abastecedora de Combustibles S.A.	Chile	Accionista	Servicios recibidos	CL \$	122.038	(122.038)	1.418.429	(1.418.429)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$			4.400	
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$			1.271.787	(19.693)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Venta de energía	CL \$			1.720	1.720
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Servicios de operación pagados	CL \$			94.843	(1.971)
92.307.000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Servicios prestados	CL \$			15	15
93.698.000-7	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Chile	Director común	Compra de activos	CL \$			9.076	
93.698.000-7	Elaboradora de Cobre Viña del Mar S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$			34.364	(34.364)
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo prop. y otros cobrados	CL \$			39.430	39.430
94.478.000-9	Indiver S.A.	Chile	Matriz Comun	Servicios Prestados	CL \$			10.253	10.253
96.639.450-1	Turismo y Hoteles José Nogueira S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$			108	(108)
96.856.650-4	Innergy Holdings S.A.	Chile	Negocios conjuntos	Reembolso de Gastos	CL \$			582	
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas natural	CL \$	1.668.651	(1.668.651)	12.056.361	(12.056.361)
96.861.390-1	Innergy Soluciones Energéticas S.A.	Chile	Indirecta	Venta de gas natural	CL \$	68.417	68.417		
96.923.660-5	Jordan S.A.	Chile	Director común	Compra de materiales	CL \$	271	(271)	5.072	(5.072)
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Asociadas	Servicio de transporte	CL \$	1.739.671	(1.739.671)		
99.520.000-7	Cia. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Compra de combustibles	CL \$	102.332	(102.332)	104.818	(104.818)
99.520.000-7	Cia. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Venta de gas natural	CL \$	1.363.738	1.363.738	614.341	614.341



9.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (Continuación).

R.U.T	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Moneda	01-01-2014 31-12-2014		01-01-2013 31-12-2013	
						Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono	Operación	Efecto en resultados (cargo) / abono
						M\$	M\$	M\$	M\$
99.520.000-7	Cia. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Ventas de otros servicios	CL \$			374	374
99.520.000-7	Cia. De Petróleos de Chile Copec S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	901	(901)	2.321	(2.321)
99.555.340-6	Turismo y Hoteles Navarino S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	840	(840)	180	(180)
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Director común	Compra de gas licuado	COP \$	26.991	(26.991)		
0-E	Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	7.272	(7.272)	23.199	(23.199)
0-E	Automotores Reina S.A	Colombia	Director común	Compra de combustibles	COP \$	60.102	(60.102)	48.251	(45.970)
0-E	Automotores Reina S.A	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	206	(206)	3.426	(1.438)
0-E	Cilgas S.A	Colombia	Director común	Servicios Recibidos	COP \$	37.357	(37.357)		
0-E	Cilgas S.A	Colombia	Director común	Compra de activos	COP \$	138.326			
0-E	Combustibles Cota S.A.S.	Colombia	Director común	Venta de gas licuado	COP \$	1.151	1.151	1.083	1.083
0-E	Combustibles Cota S.A.S.	Colombia	Director común	Compra de combustibles	COP \$	750	(750)	8.953	(8.953)
0-E	Energas S.A. E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios recibidos	COP \$			31	(31)
0-E	Famicaro S.A.S.	Colombia	Director común	Venta de gas licuado	COP \$	190	190		
0-E	Fif y Cia S.A.S.	Colombia	Director común	Venta de gas licuado	COP \$	1.392	1.392	3.573	3.573
0-E	Fif y Cia S.A.S.	Colombia	Director común	Compra de combustibles	COP \$	25.371	(25.371)	25.551	(25.338)
0-E	Fif y Cia S.A.S.	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	413	(413)		
0-E	Gases Unidos de Colombia S.A.S	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	8.008	(8.008)	8.327	(8.327)
0-E	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Asociadas	Intereses cobrados	US \$	289.332	289.332		
0-E	Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	Argentina	Asociadas	Servicio de transporte	US \$	1.160.779	(1.160.779)		
0-E	Montagas S.A E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios Prestados	COP \$	328.936	328.936	224.166	224.166
0-E	Montagas S.A E.S.P.	Colombia	Asociada	Reembolso de gastos	COP \$	1.107			
0-E	Montagas S.A E.S.P.	Colombia	Asociada	Venta de gas licuado	COP \$	995.887	981.347	351.580	351.580
0-E	Montagas S.A E.S.P.	Colombia	Asociada	Servicios recibidos	COP \$			8	(8)
0-E	Plexa S.A.S	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	29.841	(29.841)	7.336	(7.336)
0-E	Plexport S.A.	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	1.037.418	(1.037.418)	1.248.420	(1.248.420)
0-E	Gasmarket S.A.	Argentina	Asociada	Reembolso de gastos	US \$			24.867	
0-E	Supergas de Nariño S.A. E.S.P.	Colombia	Director común	Servicios Prestados	COP \$			13.749	13.749
0-E	Supergas de Nariño S.A. E.S.P.	Colombia	Director común	Venta de gas licuado	COP \$			22.370	22.370
0-E	Supra Seguros Asesores Ltda.	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	31.020	(28.008)	31.140	(28.255)
0-E	Transportes Unitrans S.A.S.	Colombia	Director común	Servicio de transporte terrestre	COP \$	43.232	(43.232)	224.188	(224.188)
0-E	Transportes Unitrans S.A.S.	Colombia	Director común	Servicios recibidos	COP \$	8.645	(8.645)	1.409	(1.409)
0-E	Transportes Unitrans S.A.S.	Colombia	Director común	Compra de Activos Fijos	COP \$	148.750			
0-E	Transportes Unitrans S.A.S.	Colombia	Director común	Reembolso de gastos	COP \$	620			



9.2.- Directorio y gerencia de la sociedad.

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

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 1991 de fecha 20 de noviembre de 2014, los directores señores Francisco Marín Jordán, Cristian Neuweiler Heinsen, Francisco Marín Estévez y Andrés Pérez Cruz, presentaron sus renunciaciones al cargo de director, las cuales fueron aceptadas por el Directorio, designando como directores en su reemplazo a los señores Rafael Villaseca Marco, Antonio Basolas Tena, Carlos J. Álvarez Fernández y Manuel García Cobaleda, respectivamente, quienes aceptaron la designación en la misma sesión.

Los directores señores José Luis Hornauer Herrmann y Jorge Eduardo Marín Correa presentaron su renuncia al cargo de director, la cual fue aceptada por el Directorio, acordando no efectuar el nombramiento de sus reemplazantes en consideración a que la vacancia de estos cargos no afecta el quórum para sesionar del Directorio, así como el hecho de que en la próxima Junta Ordinaria de la Sociedad deberá procederse a la renovación total del Directorio conforme a lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

Se designó como Presidente de Directorio y de la Sociedad al director señor Rafael Villaseca Marco y como Vicepresidente al director señor Antonio Basolas Tena.

Atendido lo indicado precedentemente, el Directorio de CGE quedó integrado por las siguientes personas:

Rafael Villaseca Marco	Presidente del Directorio
Antonio Basolas Tena	Vicepresidente del Directorio
Carlos Álvarez Fernández	Director
Manuel García Cobaleda	Director
José Antonio Bascuñán Valdés	Director

El equipo gerencial del Grupo CGE lo componen a nivel matriz un gerente general, cinco gerentes corporativos de área y trece subgerentes corporativos.

9.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 16 de abril de 2014, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2014, los cuales son idénticos a los fijados para el ejercicio 2013:

- Dietas por asistencia a sesiones.

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

- Participación de utilidades.

Pagar una participación del 1,5 por ciento de las utilidades del ejercicio con un tope máximo de un 5 por ciento de los dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio y



demás dividendos con cargo a otras utilidades o fondos que se hayan pagado durante el ejercicio. La participación del Presidente del Directorio será equivalente a dos veces la participación a un Director.

- Asistencia Comité.

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

El detalle de los montos pagados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 a los señores Directores es el siguiente:

Nombre	Cargo	01-01-2014 31-12-2014			01-01-2013 31-12-2013		
		Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$	Dieta directorio M\$	Comité directores M\$	Participación utilidades M\$
Rafael Villaseca Marco	Presidente	5.887					
Antonio Basolas Tena	Vicepresidente	2.943					
Carlos J. Alvarez Fernández	Director	2.943	492				
Manuel García Cobaleda	Director	2.943	492				
José Antonio Bascuñán Valdés	Director	20.164	4.784	203.529	17.943	4.594	153.688
Jorge Eduardo Marín Correa	Ex - Director	31.585		305.292	35.883		328.306
José Luis Hornauer Herrmann	Ex - Director	17.220		152.646	16.546		180.449
Francisco Javier Marín Estévez	Ex - Director	17.220		152.646	17.943		164.153
Pablo José Pérez Cruz	Ex - Director						65.183
Francisco Javier Marín Jordán	Ex - Director	17.220		152.646	17.943		164.153
Juan Antonio Guzmán Molinari	Ex - Director						65.183
Cristián Neuweiler Heinsen	Ex - Director	15.789	3.819	203.529	17.943	4.594	202.575
Andrés Pérez Cruz	Ex - Director	17.220	4.293	203.529	17.943	4.135	153.688
Totales		151.134	13.880	1.373.817	142.144	13.323	1.477.378

Las remuneraciones correspondientes a directores de subsidiarias ascendieron a M\$ 1.749.038 al 31 de diciembre de 2014 y M\$ 1.507.371 en el mismo ejercicio de 2013.

9.2.2.- Remuneración del equipo gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al equipo gerencial clave del Grupo CGE asciende a M\$ 4.956.961 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, (M\$ 3.397.099 en el mismo ejercicio de 2013).

Las remuneraciones con cargo a resultados del equipo gerencial de subsidiarias asciende a M\$ 12.723.312 al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 15.278.031 en el mismo ejercicio de 2013).

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



10.- INVENTARIOS.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Clases de inventarios	Corriente		No corriente	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Materias primas.	37.617.950	46.811.895		
Productos en proceso.	455.054	573.007		
Mercaderías para la venta.	10.521.546	8.286.975		
Suministros para la producción.	3.783.404	3.453.526		
Suministros para mantención.	6.432.215	6.007.694		
Trabajos en curso.	1.841.215	2.944.603		
Mercaderías en tránsito.	146.477	1.366.713		
Terrenos Parque Coronel programadas para ser enajenadas.	574.261	564.207	2.200.250	2.219.361
Otros (*)	2.826.074	3.075.623		
Provisión de deterioro.	(2.134.996)	(2.328.710)		
Total	62.063.200	70.755.533	2.200.250	2.219.361

(*) En el ítem otros, se incluye el stock de vehículos que la subsidiaria Gasco S.A., asigna a sus clientes de gas licuado, vía leasing financiero.

10.1.- Información adicional de inventarios.

Otra información de inventarios	Corrientes	
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	193.714	2.952.940
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período o ejercicio.	884.147.816	657.575.052

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



11.- **ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.**

El detalle de este rubro es el siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Activos, pasivos por impuestos	Corriente		No corriente	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos por impuestos				
Pagos provisionales mensuales.	56.888.482	31.410.711		
Rebajas al impuesto.	6.733.180	5.986.602		
Créditos al impuesto.	11.375.005	5.790.087		
Incentivo al desarrollo regiones extremas.	1.380.226	1.035.612		328.576
Subtotal activos por impuestos	76.376.893	44.223.012	0	328.576
Pasivos por impuestos				
Impuesto a la renta de primera categoría.	(47.600.274)	(52.803.125)		
Subtotal pasivos por impuestos	(47.600.274)	(52.803.125)	0	0
Total activos (pasivos) por impuestos	28.776.619	(8.580.113)	0	328.576

12.- **OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.**

El detalle de este rubro es el siguiente al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Gastos pagados por anticipado.	3.023.008	3.556.108	22.286	
Garantías de arriendo.	239.037	170.439	116.962	104.964
Boletas en garantía.	268.324	276.101		
Otros activos	517.798	319.715	258.570	89.169
Total	4.048.167	4.322.363	397.818	194.133



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

13.1.- Composición del rubro.

Al 31 de diciembre de 2014

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2014 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$
Inversiones en asociadas.	3.265.179		1.179.400		(637.197)		(310.416)	(971)	3.495.995
Inversiones en sociedades con control conjunto.	34.074.162	16.776.968	12.434.142		(9.258.108)		7.957.159	(10.244.158)	51.740.165
Total	37.339.341	16.776.968	13.613.542	0	(9.895.305)	0	7.646.743	(10.245.129)	55.236.160

Al 31 de diciembre de 2013

Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	Saldo al 01-01-2013 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos asociadas M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2013 M\$
Inversiones en asociadas.	2.619.906	13.499	1.025.267		(3.551)	(142.500)	3.770	(251.212)	3.265.179
Inversiones en sociedades con control conjunto.	30.354.250	393.458	9.412.403	(753.796)	(4.408.307)		(4.651.671)	3.727.825	34.074.162
Total	32.974.156	406.957	10.437.670	(753.796)	(4.411.858)	(142.500)	(4.647.901)	3.476.613	37.339.341



13.2.- Inversiones en asociadas.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2014 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$
Campanario Generación S.A. (1)	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	0							0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL\$	36,1450%	36,1450%	0							0
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	633.982		502.388	(259.114)		(67.180)		810.076
Vectores Energéticos S.A.	Argentina	AR \$	25,0000%	25,0000%	971						(971)	0
Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	33,3330%	33,3330%	2.192.889		653.023	(378.083)		(214.183)		2.253.646
Energas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	27,7000%	27,7000%	392.217		23.578			(29.053)		386.742
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	45.120		411					45.531
Total					3.265.179	0	1.179.400	(637.197)	0	(310.416)	(971)	3.495.995

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento de inversiones en asociadas utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2013 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Dividendos acordados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2013 M\$
Campanario Generación S.A. (1)	Chile	US\$	20,0000%	20,0000%	0							0
Gas Natural Producción S.A.	Chile	CL\$	36,1450%	36,1450%	0							0
Gasmarket S.A.	Argentina	AR \$	50,0000%	50,0000%	545.032		345.082		(142.500)		(113.632)	633.982
Vectores Energéticos S.A.	Argentina	AR \$	25,0000%	25,0000%	1.337		(136)				(230)	971
Almallano S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	40,0000%	40,0000%	137.350						(137.350)	0
Montagas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	33,3330%	33,3330%	1.539.867		649.810			3.212		2.192.889
Energas S.A. E.S.P.	Colombia	COP \$	27,7000%	27,7000%	351.835	13.499	29.876	(3.551)		558		392.217
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	Chile	CL \$	50,0000%	50,0000%	44.485		635					45.120
Total					2.619.906	13.499	1.025.267	(3.551)	(142.500)	3.770	(251.212)	3.265.179

(1) Al 31 de diciembre de 2014, la subsidiaria Gasco S.A. mantiene discontinuado el reconocimiento de la inversión en Campanario Generación S.A., dado que desde mayo de 2011 esta compañía presenta patrimonio negativo.



13.2.2.- Información resumida inversiones en asociadas.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2014													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Campanario Generación S.A.	20,00000%			0			0	0			0	0		0	
Gas Natural Producción S.A.	36,14500%			0			0	0			0	0		0	
Gasmarket S.A.	50,00000%	8.417.296	204.341	8.621.637	7.001.485		7.001.485	1.620.152	11.835.107	(10.830.331)	1.004.776	1.004.776		1.004.776	
Vectores Energeticos S.A.	0,00000%			0			0	0			0	0		0	
Montagas S.A. E.S.P.	33,33300%	3.907.431	13.382.151	17.289.582	3.517.236	7.011.340	10.528.576	6.761.006	28.290.044	(26.330.954)	1.959.090	1.959.090		1.959.090	
Energas S.A. E.S.P.	28,22100%	512.495	942.024	1.454.519	84.115		84.115	1.370.404	2.446.819	(2.363.270)	83.549	83.549		83.549	
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	91.987		91.987	925		925	91.062	1.428	(606)	822	822		822	

Saldos al 31 de diciembre de 2013

Inversiones en asociadas	Porcentaje participación	31-12-2013													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Campanario Generación S.A.	20,00000%			0			0	0			0	0		0	
Gas Natural Producción S.A.	36,14500%			0			0	0			0	0		0	
Gasmarket S.A.	50,00000%	10.521.766	549.800	11.071.566	9.803.621		9.803.621	1.267.945	12.600.956	(11.910.656)	690.300	690.300		690.300	
Vectores Energeticos S.A.	25,00000%	4.038		4.038	117		117	3.921		(544)	(544)	(544)		(544)	
Montagas S.A. E.S.P.	33,33300%	3.394.391	11.805.588	15.199.979	1.355.014	7.266.232	8.621.246	6.578.733	22.131.233	(20.181.784)	1.949.449	1.949.449		1.949.449	
Energas S.A. E.S.P.	27,70000%	547.428	1.039.905	1.587.333	44.749	152.779	197.528	1.389.805	2.375.198	(2.269.333)	105.865	105.865		105.865	
Inmobiliaria Parque Nuevo S.A.	50,00000%	90.661		90.661	421		421	90.240		1.270	1.270	1.270		1.270	



13.3.- Sociedades con control conjunto.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2014 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 31-12-2014 M\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	10.954.283		2.793.748		(1.034.456)	(1.888.234)		10.825.341
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.392.920		1.415.705		(325.942)	(863.590)		5.619.093
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	717.211		106.563		(43.724)	(96.973)		683.077
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A. (*)	Chile	AR \$	47,0000%	47,0000%		9.486.368	(169.962)			1.711		9.318.117
Gasoductos Gasandes S.A. (*)	Chile	US\$	47,0000%	47,0000%		3.962.472	(362.971)			3.653		3.603.154
Andes Operaciones y Servicio S.A. (*)	Chile	US\$	50,0000%	50,0000%		262.723	(15.323)			154		247.554
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	4.045.185		(256.830)			(474.730)	164	3.313.789
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	234.125		(13.807)			(27.393)		192.925
Innergy Holdings S.A. (**)	Chile	US\$	0,00000%	0,00000%	1.362.180	3.056.391	1.291.627			217.300	(5.927.498)	0
Innergy Transportes S.A.	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%								0
Hualpén Gas S.A.	Chile	CL \$	50,00000%	50,00000%	393.458		361.217			3.772		758.447
Gasoducto del Pacífico S.A. (**)	Chile	US\$	0,00000%	0,00000%			(26.572)			(95.238)	121.810	0
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd. (**)	Chile	CL \$	0,00000%	0,00000%		9.014					(9.014)	0
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A. (**)	Argentina	US\$	0,00000%	0,00000%	5.627.081	7.729.259	410.092			888.968	(14.655.400)	0
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%	4.789.041		5.791.198		(7.853.986)	2.344.139	10.291.526	15.361.918
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	558.678		1.109.457			148.615		1.816.750
Total					34.074.162	24.506.227	12.434.142	0	(9.258.108)	162.154	(10.178.412)	51.740.165

(*) Al 31 de diciembre de 2013 las inversiones en las sociedades Gasoducto Gasandes S.A. y Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. se registraban como inversiones disponibles para la venta bajo el rubro Otros activos financieros no corriente. Con fecha 06 de octubre de 2014 se adquirió una participación hasta llegar al porcentaje actual del 47%. En la misma operación se adquirió el 50% de la participación en la Sociedad Andes Operaciones y Servicios S.A.

(**) Con fecha 26 de noviembre de 2014, Gasco S.A., de forma directa e indirecta aumentó su participación accionaria en las entidades de control conjunto Gasoducto del Pacífico S.A., Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., Gasoducto del Pacífico Cayman Ltd. e Innergy Holdings S.A., adquiriendo un 30% adicional de participación accionaria, con lo cual, se obtiene el control de dichas entidades.



Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Movimiento de inversiones en sociedades con control conjunto utilizando el método de la participación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2013 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\$
Norelec S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	12.355.299		2.476.336		(1.331.260)	(2.546.092)		10.954.283
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	Argentina	AR \$	19,50000%	19,50000%	5.536.852		1.002.771			(1.146.703)		5.392.920
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	Argentina	AR \$	10,00000%	10,00000%	787.822		132.263		(82.876)	(119.998)		717.211
Gascart S.A.	Argentina	AR \$	50,00000%	50,00000%	5.377.233		(375.058)			(956.990)		4.045.185
Gasnor S.A.	Argentina	AR \$	2,60000%	2,60000%	696.839		(20.336)			(19.085)	(423.293)	234.125
Innergy Holdings S.A.	Chile	US\$	30,00000%	30,00000%	236.524		1.013.051			112.605		1.362.180
Innergy Transportes S.A.	Chile	US\$	0,00017%	0,00017%								0
Hualpén Gas S.A.	Chile	US\$	50,00000%	50,00000%		393.458						393.458
Gasoducto del Pacífico S.A.	Chile	US\$	29,99880%	29,99880%				(753.796)		(6.058)	759.854	0
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Chile	US\$	26,70000%	26,70000%								0
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	Argentina	US\$	26,69780%	26,69780%	4.991.946		141.252			493.883		5.627.081
GNL Quintero S.A.	Chile	US\$	20,00000%	20,00000%			4.877.386		(2.994.171)	(479.380)	3.385.206	4.789.041
GNL Chile S.A.	Chile	US\$	33,33300%	33,33300%	371.735		164.738			16.147	6.058	558.678
Total					30.354.250	393.458	9.412.403	(753.796)	(4.408.307)	(4.651.671)	3.727.825	34.074.162



13.3.2.- Información resumida en sociedades con control conjunto.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2014													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	2.439.899	19.887.566	22.327.465	676.784		676.784	21.650.681		5.587.496	5.587.496	5.587.496		5.587.496	
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	23.902.928	58.804.629	82.707.557	36.570.463	17.321.232	53.891.695	28.815.862	31.921.457	(24.661.432)	7.260.025	7.260.025		7.260.025	
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	425.019	6.408.912	6.833.931	3.162		3.162	6.830.769	16.247	1.049.384	1.065.631	1.065.631		1.065.631	
Gasoductos Gasandes (Argentina) S.A.	47,00000%	3.179.213	17.889.737	21.068.950	834.240	408.929	1.243.169	19.825.781	2.873.369	(2.995.340)	(121.971)	(121.971)		(121.971)	
Gasoductos Gasandes S.A.	47,00000%	5.064.292	23.914.247	28.978.539	2.438.408	18.873.846	21.312.254	7.666.285	9.268.576	(7.831.279)	1.437.297	1.437.297		1.437.297	
Andes Operaciones y Servicios S.A.	50,00000%	871.857	6.557.454	7.429.311	6.934.203		6.934.203	495.108	1.644.464	251.910	1.896.374	1.896.374		1.896.374	
Gascart S.A.	50,00000%	4.436.575	14.225.486	18.662.061	11.714.500	319.983	12.034.483	6.627.578	21.202.118	(21.715.778)	(513.660)	(513.660)	(955.107)	(1.468.767)	
Gasnor S.A.	2,60000%	4.422.680	14.208.983	18.631.663	10.891.759	319.712	11.211.471	7.420.192	21.254.036	(21.785.074)	(531.038)	(531.038)	(1.057.168)	(1.588.206)	
Hualpén Gas S.A.	50,00000%	1.331.749	683.841	2.015.590	498.696		498.696	1.516.894	5.842.304	(5.119.870)	722.434	722.434		722.434	
GNL Quintero S.A.	20,00000%	99.047.084	597.455.804	696.502.888	20.954.111	598.739.185	619.693.296	76.809.592	117.513.026	(88.557.035)	28.955.991	28.955.991	74.333.524	103.289.515	
GNL Chile S.A.	33,33300%	72.293.371	81.971	72.375.342	63.205.602	3.719.435	66.925.037	5.450.305	728.329.802	(725.001.397)	3.328.405	3.328.405	270.898	3.599.303	

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en sociedades con control conjunto	Porcentaje participación	31-12-2013													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Otros	Ganancia (pérdida) de operaciones continuadas	Ganancia (pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	50,00000%	2.107.665	20.050.275	22.157.940	249.375		249.375	21.908.565		4.952.672	4.952.672	4.952.672		4.952.672	
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	19,50000%	18.240.139	58.014.412	76.254.551	29.760.955	18.837.597	48.598.552	27.655.999	74.442.424	(69.300.008)	5.142.416	5.142.416		5.142.416	
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	10,00000%	430.286	6.741.827	7.172.113			0	7.172.113	15.111	1.307.522	1.322.633	1.322.633		1.322.633	
Gascart S.A.	50,00000%	3.488.233	12.886.096	16.374.329	6.977.378	1.306.586	8.283.964	8.090.365	16.837.264	(17.589.550)	(752.286)	(752.286)	(1.911.619)	(2.663.905)	
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	26,69780%	13.749.799	18.595.557	32.345.356	7.020.534	4.247.912	11.268.446	21.076.910	6.369.842	(5.840.723)	529.119	529.119		529.119	
Gasnor S.A.	2,60000%	3.865.708	14.389.347	18.255.055	7.791.257	1.459.008	9.250.265	9.004.790	16.837.264	(17.621.869)	(784.605)	(784.605)	(2.117.037)	(2.901.642)	
Gasoducto del Pacífico S.A.	29,99880%	4.361.454	2.064.889	6.426.343	383.992	8.982.382	9.366.374	(2.940.031)	1.587.819	(4.100.573)	(2.512.754)	(2.512.754)	(21.696)	(2.534.450)	
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	26,70000%	2.125		2.125	3.415		3.415	(1.290)			0	0		0	
Innergy Holdings S.A.	30,00000%	23.763.011	10.115.000	33.878.011	24.976.071	4.361.946	29.338.017	4.539.994	26.259.675	(22.882.782)	3.376.893	3.376.893	375.350	3.752.243	
Innergy Transportes S.A.	0,00017%	1.220.331	11.066.866	12.287.197	1.035.661	16.255.997	17.291.658	(5.004.461)			0	0		0	
Hualpén Gas S.A.	50,00000%	786.915		786.915			0	786.915			0	0		0	
GNL Quintero S.A.	20,00000%	87.975.523	565.950.842	653.926.365	34.003.646	595.977.420	629.981.066	23.945.299	100.352.557	(75.965.625)	24.386.932	24.386.932	43.079.501	67.466.433	
GNL Chile S.A.	33,33300%	82.591.314	79.123	82.670.437	77.868.315	3.126.072	80.994.387	1.676.050	535.566.382	(535.072.163)	494.219	494.219	(21.850)	472.369	



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

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2014						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	187.088				166.609		(36.828)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	1.298.296	4.458.357	10.871.229	(499.958)	2.202.460	(5.240.801)	(3.119.203)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	70.870				36.593		(13.407)
Gascart S.A.	340.312	1.350.928	49.326	(803.442)	270.285	(550.087)	157.550
Gasnor S.A.	338.453	1.349.787	49.285	(803.442)	268.150	(550.714)	164.556
Hualpén Gas S.A.	746.099			(8.483)	5.842.304		(192.039)
GNL Quintero S.A.	83.890.469	12.886.763	556.718.002	(16.636.003)	12.645	(36.681.605)	(8.121.670)
GNL Chile S.A.	367.888			(26.602)	461.098	(103.370)	(889.385)
Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A.	3.881.987	238.490		(309.791)	34.421	(4.154)	(75.371)
Gasoducto Gasandes S.A.	3.703.602	708.278	13.617.275	(1.007.712)	40.949	(1.278.928)	(399.999)
Andes Operaciones y Servicios S.A.	299.735			(2.374)	7.122	(1.187)	

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Otra información de inversiones en sociedades con control conjunto	31-12-2013						
	Efectivo y equivalente a efectivo	Otros pasivos financieros corrientes	Otros pasivos financieros no corrientes	Gasto por depreciación y amortización	Ingresos de actividades ordinarias procedentes de intereses	Gastos por intereses	Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Norelec S.A.	9.937				426.097		(110.478)
Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A.	1.372.919	6.470.516	12.342.284	(492.112)	2.005.776	(5.359.796)	(2.275.056)
Compañía Eléctrica de Inversiones S.A.	80.007				406		(1.178)
Gascart S.A.	12.070				3.816		(442)
Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A.	138.404			(694.733)	686.095		(2.104.680)
Gasnor S.A.	3.110.722	1.443.913	1.511.979	(483.250)	215.386	(493.847)	(275.535)
Gasoducto del Pacífico S.A.	1.162.169			(187.734)	84.705	(633)	(620.295)
Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.							
Innergy Holdings S.A.	11.682.015			(243.098)	59.157	(182.542)	(946.157)
Innergy Transportes S.A.							
Hualpén Gas S.A.	786.915						
GNL Quintero S.A.	26.728.880	27.721.966	56.093.714	(17.278.419)	1.370.987	(30.395.516)	(9.405.920)
GNL Chile S.A.	2.780.579			(45.239)	293.610	(89.736)	(293.719)



13.4.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento de inversiones en sociedades subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2014 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,34365%	99,34365%	416.354.309		48.950.655	(28.692.057)		29.683.066	466.295.973	(189.564)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,63403%	99,63403%	196.861.981	4.808	10.123.209	(190.584)		13.515.551	220.314.965	(700)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	22.729.295		2.489.661	(2.623.664)		1.414.384	24.009.676	(2.762)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	150.538.158		11.325.168	(3.631.227)		6.860.851	165.092.950	(65.914)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	27.578.143		3.466.850	(1.360.335)	(4.767.738)	1.322.085	26.239.005	(114)
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,60057%	99,60057%	338.756.986		18.127.758	(29.894.455)		44.530.582	371.520.871	(119.886)
Gasco S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%	319.353.421		30.223.612	(43.473.932)	2.672.015	(3.840.561)	304.934.555	(33.302.068)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	1.653.689		485.253			(82.262)	2.056.680	
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	4.872.818		(655.090)			155.567	4.373.295	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	13.755.534		1.022.208	(1.212.419)		638.125	14.203.448	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	51.188.940		2.471.187	(1.021.000)		2.142.653	54.781.780	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	4.004.003		(1.446.273)			1.113.751	3.671.481	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	20.197.908		(10.058.675)			42.058	10.181.291	
Total					1.567.845.185	4.808	116.525.523	(112.099.673)	(2.095.723)	97.495.850	1.667.675.970	(33.681.008)

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\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2013 M\$	Dividendos pagados a participaciones no controladoras M\$
CGE Distribución S.A.	Chile	CL \$	99,32716%	99,32716%	406.558.172	36.722	20.946.012	(11.490.818)		304.221	416.354.309	(66.738)
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	CL \$	99,63107%	99,63107%	195.865.333		2.729.805	(2.934.904)		1.201.747	196.861.981	(10.667)
CGE Magallanes S.A.	Chile	CL \$	99,89482%	99,89482%	21.475.824		2.806.300	(2.686.884)		1.134.055	22.729.295	(2.829)
Emel Norte S.A.	Chile	CL \$	98,21715%	98,21715%	144.672.874		9.514.180	(3.432.926)		(215.970)	150.538.158	(61.891)
CGE Argentina S.A.	Chile	CL \$	99,99164%	99,99164%	32.158.747		4.406.949	(1.484.002)	(7.580.013)	76.462	27.578.143	(124)
Transnet S.A.	Chile	CL \$	99,60057%	99,60057%	325.802.723		31.234.483	(18.428.710)		148.490	338.756.986	(75.535)
Gasco S.A.	Chile	CL \$	56,62438%	56,62438%	278.268.457		41.587.884	(27.587.397)	694.180	26.390.297	319.353.421	(21.132.603)
Tecnet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	1.874.251		(179.914)	(42.206)		1.558	1.653.689	
Comercial & Logística General S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	5.195.764		(333.873)			10.927	4.872.818	
Transformadores Tusan S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	13.647.758		5.044.458	(4.961.426)		24.744	13.755.534	
Inversiones y Gestión S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	48.275.298		2.913.642				51.188.940	
Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	6.225.652		(2.221.649)				4.004.003	
Novanet S.A.	Chile	CL \$	100,00000%	100,00000%	30.044.987		(9.847.079)				20.197.908	
Total					1.510.065.840	36.722	108.601.198	(73.049.273)	(6.885.833)	29.076.531	1.567.845.185	(21.350.387)



13.4.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Inversiones en sociedades subsidiarias al	Porcentaje participación	31-12-2014													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,34365%	241.293.779	731.297.992	972.591.771	214.757.213	288.457.832	503.215.045	469.376.726	839.534.909	(732.968.328)	(57.292.516)	49.274.065	49.274.065	86.572.841	86.572.841
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,63403%	109.970.567	282.660.253	392.630.820	78.571.598	92.006.408	170.578.006	222.052.814	227.743.309	(194.788.060)	(22.721.976)	10.233.273	10.160.393	23.040.414	22.908.730
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	10.374.486	61.190.615	71.565.101	7.446.936	21.701.588	29.148.524	42.416.577	29.507.401	(19.180.174)	(5.803.455)	4.523.772	2.492.283	8.427.255	4.647.568
Emel Norte S.A.	98,21715%	82.357.833	295.039.882	377.397.715	65.686.300	133.536.899	199.223.199	178.174.516	199.024.970	(166.478.027)	(19.697.644)	12.849.299	11.530.743	27.628.555	25.077.498
CGE Argentina S.A.	99,99164%	17.973.063	55.204.797	73.177.860	41.249.111	5.316.988	46.566.099	26.611.761	41.028.634	(22.695.132)	(14.847.721)	3.485.781	3.467.140	(1.231.157)	(1.300.996)
Transnet S.A.	99,60057%	49.361.148	596.578.716	645.939.864	26.768.311	246.127.881	272.896.192	373.043.672	83.794.383	(31.729.649)	(33.862.673)	18.202.061	18.202.061	64.229.537	64.229.537
Gasco S.A.	56,62438%	186.271.926	1.516.517.313	1.702.789.239	209.398.468	668.847.211	878.245.679	824.543.560	1.100.914.457	(846.734.816)	(145.620.489)	108.559.152	53.375.616	128.349.402	71.919.186
Tecnet S.A.	100,00000%	5.619.389	3.922.483	9.541.872	3.113.269	4.367.344	7.480.613	2.061.259	21.073.242	(18.549.035)	(2.037.872)	486.335	486.335	482.833	482.833
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	17.377.159	1.772.180	19.149.339	9.379.207	5.396.814	14.776.021	4.373.318	28.855.628	(26.255.965)	(3.254.757)	(655.094)	(655.094)	(647.165)	(647.165)
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	12.164.544	10.609.225	22.773.769	2.160.345	5.855.070	8.015.415	14.758.354	14.755.411	(10.447.190)	(3.236.164)	1.073.057	1.031.803	1.680.222	1.638.968
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	7.400.350	56.344.400	63.744.750	7.729.371	1.231.447	8.960.818	54.783.932	10.171.329	(5.068.554)	(2.631.491)	2.471.284	2.471.284	3.648.220	3.648.220
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	2.028.743	22.659.835	24.688.578	21.016.850		21.016.850	3.671.728	23.318.870	(21.856.926)	(2.908.315)	(1.446.371)	(1.446.371)	(1.413.246)	(1.413.246)
Novanet S.A.	100,00000%	13.233.730	431.608	13.665.338	2.375.959		2.375.959	11.289.379	5.793.206	(2.352.013)	(13.298.964)	(9.857.771)	(10.059.578)	(9.857.771)	(10.059.578)

Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en sociedades subsidiarias	Porcentaje participación	31-12-2013													
		Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos	Patrimonio	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta	Ganancia (pérdida) controlador	Resultado integral	Resultado Integral controlador
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
CGE Distribución S.A.	99,32716%	210.611.851	657.204.579	867.816.430	154.265.500	294.376.241	448.641.741	419.174.689	718.625.551	(611.440.668)	(86.096.982)	21.087.901	21.087.900	20.877.757	20.877.756
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	99,63107%	109.848.965	265.149.951	374.998.916	88.571.840	87.899.559	176.471.399	198.527.517	214.160.887	(182.297.099)	(29.099.440)	2.764.348	2.739.913	2.589.164	2.564.729
CGE Magallanes S.A.	99,89482%	9.521.678	54.763.279	64.284.957	4.510.035	20.197.489	24.707.524	39.577.433	28.255.047	(17.254.100)	(5.931.088)	5.069.859	2.809.255	6.205.108	3.944.504
Emel Norte S.A.	98,21715%	45.865.250	263.141.212	309.006.462	69.347.849	77.465.672	146.813.521	162.192.941	163.506.593	(132.603.723)	(19.987.143)	10.915.727	9.686.882	11.022.677	9.786.686
CGE Argentina S.A.	99,99164%	15.702.862	52.922.186	68.625.048	36.973.743	3.770.133	40.743.876	27.881.172	42.807.157	(23.907.182)	(14.463.635)	4.436.340	4.407.317	(3.144.308)	(3.173.331)
Transnet S.A.	99,60057%	58.518.535	510.437.117	568.955.652	31.923.402	196.886.757	228.810.159	340.145.493	80.613.203	(31.819.179)	(17.431.516)	31.362.508	31.362.508	31.500.568	31.500.568
Gasco S.A.	56,62438%	199.276.367	1.400.332.300	1.599.608.667	179.923.145	561.735.460	741.658.605	857.950.062	993.022.540	(716.572.581)	(136.733.827)	139.716.132	73.445.191	245.880.030	130.452.823
Tecnet S.A.	100,00000%	4.657.982	4.009.775	8.667.757	2.607.870	4.402.515	7.010.385	1.657.372	19.563.118	(17.742.933)	(2.000.500)	(180.315)	(180.315)	(178.753)	(178.753)
Comercial & Logística General S.A.	100,00000%	16.387.332	2.339.829	18.727.161	3.447.492	10.406.824	13.854.316	4.872.845	31.799.702	(28.248.739)	(3.884.837)	(333.874)	(333.874)	(322.947)	(322.947)
Transformadores Tusan S.A.	100,00000%	12.710.088	9.567.012	22.277.100	2.705.870	5.319.633	8.025.503	14.251.597	15.295.459	(10.540.836)	373.667	5.128.290	5.091.812	5.153.265	5.116.787
Inversiones y Gestión S.A.	100,00000%	6.736.669	56.965.312	63.701.981	4.458.392	8.052.498	12.510.890	51.191.091	9.960.726	(2.208.873)	(4.838.068)	2.913.785	2.913.759	2.913.785	2.913.759
Sociedad de Computación Binaria S.A.	100,00000%	2.862.875	19.131.155	21.994.030	7.989.756	10.000.000	17.989.756	4.004.274	23.619.639	(22.949.398)	(2.892.040)	(2.221.799)	(2.221.799)	(2.221.799)	(2.221.799)
Novanet S.A.	100,00000%	27.232.829	8.813.807	36.046.636	2.162.437		2.162.437	33.884.199	3.400.781	(2.200.008)	(7.754.416)	(6.553.643)	(9.847.963)	(6.553.643)	(9.847.963)



14.- ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA.

14.1 Composición y movimientos de los activos intangibles.

Este rubro está compuesto principalmente por concesiones, derechos de agua, servidumbres de paso y software computacionales. Su detalle al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Activos Intangibles	31-12-2014		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	481.888		481.888
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	160.033	(97.017)	63.016
Programas informáticos.	64.586.690	(46.294.110)	18.292.580
Otros activos intangibles identificables.	263.137.705	(910.721)	262.226.984
Total	328.366.316	(47.301.848)	281.064.468

Activos Intangibles	31-12-2013		
	Valores brutos	Amortización acumulada	Valores netos
	M\$	M\$	M\$
Costos de desarrollo.	481.888		481.888
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	127.020	(61.445)	65.575
Programas informáticos.	60.536.964	(44.938.931)	15.598.033
Otros activos intangibles identificables.	258.523.395	(1.059.833)	257.463.562
Total	319.669.267	(46.060.209)	273.609.058

El detalle de los otros activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2014 se encuentra en nota 14.1.1.-

La amortización acumulada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 corresponde a los activos intangibles distintos a la plusvalía con vida útil finita.

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos intangibles de vida finita.	47.301.848	46.060.209
Total	47.301.848	46.060.209



El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Costos de desarrollo.	Vida	4	8
Patentes, marcas registradas y otros derechos.	Vida	3	20
Programas Informáticos.	Vida	1	8
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones Argentina.	Vida	50	50
Derechos de agua.	Vida	Indefinida	Indefinida

El movimiento de intangibles al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimientos en activos intangibles	31-12-2014				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	481.888	65.575	15.598.033	257.463.562	273.609.058
Adiciones por desarrollo interno.			6.175.883		6.175.883
Adiciones.		7.408	1.299.198	7.389.785	8.696.391
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.		1.214	150.474	1.487.377	1.639.065
Retiros.			(149)	(89)	(238)
Amortización.		(14.282)	(5.253.064)	(843.919)	(6.111.265)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.				712.213	712.213
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.			(2.052)	(3.969.223)	(3.971.275)
Otros incrementos (disminuciones).		3.101	324.257	(12.722)	314.636
Cambios, total	0	(2.559)	2.694.547	4.763.422	7.455.410
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	481.888	63.016	18.292.580	262.226.984	281.064.468

Movimientos en activos intangibles	31-12-2013				
	Costos de desarrollo, neto	Patentes, marcas registradas y otros derechos, neto	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	25.223	67.186	18.162.764	263.733.916	281.989.089
Adiciones.	456.665	9.073	3.534.630	8.912.406	12.912.774
Desapropiaciones.				(4.308.838)	(4.308.838)
Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.			(58.648)	(4.102.026)	(4.160.674)
Retiros.			(55.142)	(13.411)	(68.553)
Amortización.		(10.730)	(5.986.782)	(733.347)	(6.730.859)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera.		46	1.211	(5.770.353)	(5.769.096)
Otros incrementos (disminuciones).				(254.785)	(254.785)
Cambios, total	456.665	(1.611)	(2.564.731)	(6.270.354)	(8.380.031)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	481.888	65.575	15.598.033	257.463.562	273.609.058



14.1.1 El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su vida útil o período de amortización al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2014	Importe en libros de activo individual intangibles significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	210.586.524	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	34.879.235	42
Servidumbres.	16.590.712	Indefinida
Servidumbres.	170.513	Definida
Total	262.226.984	

Detalle de otros activos identificables al 31-12-2013	Importe en libros de activo individual intangibles significativo M\$	Explicación del período o ejercicio de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Concesiones.	210.586.524	Indefinida
Concesiones Argentina - (IFRIC 12).	33.557.715	43
Servidumbres.	13.083.643	Indefinida
Servidumbres.	235.680	Definida
Total	257.463.562	

El cargo a resultados del ejercicio por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2014 31-12-2014			01-01-2013 31-12-2013		
	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$	Patentes, marcas registradas y otros derechos M\$	Programas informáticos M\$	Otros activos intangibles identificables M\$
Costo de ventas.		4.456.928	784.266		4.327.958	702.965
Gastos de administración.	14.282	796.136	59.653	10.730	1.658.824	30.382
Total	14.282	5.253.064	843.919	10.730	5.986.782	733.347

14.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

14.2.1.- Servidumbres.

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

14.2.2.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

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



no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

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

14.2.3.- Información sobre las concesiones de servicio.

Las concesiones para establecer operar y explotar las instalaciones de servicio público de distribución de energía eléctrica en Chile registradas, provienen de la valoración de derechos de explotación exclusiva de clientes regulados establecidos en el DFL N°4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Turismo y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

Las concesiones de distribución de electricidad y gas en la República de Argentina, se valorizan de acuerdo a IFRIC 12 y se amortizan en el plazo estipulado en los respectivos contratos de concesión en los cuales se revierten al Estado Argentino los activos concesionados. Estos activos son sometidos a pruebas por deterioro de valor, toda vez que existan indicios de potencial deterioro.

Dichas concesiones están establecidas en las Provincias de Jujuy, San Juan, Tucumán (concesiones eléctricas) y Provincias de Jujuy, Tucumán, Salta y Santiago del Estero (concesiones gas). El plazo total de dichas concesiones fluctúa en un rango de 35 a 90 años, donde las mejoras y mantenciones efectuadas quedarán a futuro beneficio del cedente y no podrán ser cobradas por las sociedades subsidiarias titulares de la concesión.



15.- PLUSVALIA.

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Rut	Sociedad sobre la cual se mantiene la plusvalía	Fecha de generación plusvalía	Sociedad adquirente	Relación con vendedor	Movimientos 2013		Movimientos 2014		
					Saldo al 01-01-2013	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2013	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al 31-12-2014
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
90.310.000-1	Gasco S.A. (*)	12-09-1977	Compañía General de Electricidad S.A.	Sin relación	2.544.299		2.544.299		2.544.299
80.215.300-7	Sociedad Eléctricidad del Sur S.A. (*)	30-07-1993	CGE Distribución S.A.	Reorganización	1.028.052		1.028.052		1.028.052
96.661.850-7	Inmobiliaria Coronel S.A. (*)	30-06-1997	Inversiones y Gestión S.A.	Sin relación	808.051		808.051		808.051
86.897.200-9	Empresa Eléctrica EMEC S.A. (*)	30-08-1999	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Reorganización	98.971.277		98.971.277		98.971.277
96.722.460-K	Metrogras S.A. (*)	03-10-2000	Gasco S.A.	Sin relación	8.462.106		8.462.106		8.462.106
96.853.490-4	Gas Sur S.A. (*)	08-06-2001	Gasco S.A.	Sin relación	684.967		684.967		684.967
96.557.330-5	Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A. (*)	30-04-2003	CGE Distribución S.A.	Sin relación	103.712.002		103.712.002		103.712.002
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	05-01-2007	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Sin relación	89.457		89.457		89.457
86.977.200-3	Empresas Emel S.A.	30-11-2007	Compañía General de Electricidad S.A.	Sin relación	47.881.406		47.881.406		47.881.406
0-E	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	18-02-2010	Gasco S.A.	Sin relación	3.313.251		3.313.251	(311.138)	3.002.113
0-E	Grupo Unigas S.A.	15-03-2011	Gasco S.A.	Sin relación	4.550.102		4.550.102	(337.045)	4.213.057
0-E	JGB Inversiones S.A.S. E.S.P.	12-07-2012	Inversiones GLP S.A. E.S.P.	Accionista de subsidiaria	1.909.579		1.909.579	(141.450)	1.768.129
Totales					273.954.549	0	273.954.549	(789.633)	273.164.916

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

16.- PROPIEDADES DE INVERSION.

La composición y el movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

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

Propiedades de inversión, modelo del valor razonable	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo Inicial	11.547.848	12.156.469
Adiciones, propiedades de inversión.	21.965	
Transferencias (desde) propiedades ocupadas por el dueño, propiedades de inversión.	370.942	3.939
Retiros o desapropiaciones, propiedades de inversión.	(1.518.474)	(471.544)
Ganancias (pérdidas) por ajustes del valor razonable.	333.573	28.145
Otro Incremento (decremento), propiedades de inversión.	133.338	(169.161)
Total de cambios en propiedades de inversión, modelo del valor razonable	(658.656)	(608.621)
Total	10.889.192	11.547.848

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	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Valorización obtenida para las propiedades de inversión.	10.889.192	11.547.848
Total	10.889.192	11.547.848

16.3.- Ingresos y gastos de propiedades de inversión.

Ingresos y gastos de propiedades de inversión	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Importe de ingresos por alquileres de propiedades de inversión.	496.406	560.924

17.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

17.1.- Vidas útiles.

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

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	80
Vida útil para planta y equipo.	20	80
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	5	8
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	7
Vida útil para otras propiedades, planta y equipo.	5	10



17.2.- Detalle de los rubros.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

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

Clases de propiedades, plantas y equipos, neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Construcciones en curso.	164.947.144	138.267.001
Terrenos.	142.081.346	116.913.453
Edificios.	80.419.337	81.814.594
Planta y equipos.	2.463.477.131	2.191.000.975
Subestaciones de poder.	352.071.524	304.885.371
Líneas de transporte energía.	224.820.312	167.734.925
Subestaciones de distribución.	94.908.407	93.447.536
Líneas y redes de media y baja tensión.	601.507.980	508.958.264
Maquinas y equipos de generación.	66.162.059	74.890.524
Red de distribución de gas.	723.655.691	698.535.661
Cilindros de gas licuado.	175.240.706	144.395.667
Estanques refrigerados	50.827.578	27.733.496
Estanques domiciliarios.	36.591.102	28.564.699
Medidores.	137.691.772	141.854.832
Equipamiento de tecnología de la información	4.831.397	4.494.891
Instalaciones fijas y accesorios	103.704.310	102.464.894
Equipos de comunicaciones.	2.525.087	2.708.756
Herramientas.	7.962.403	9.297.181
Muebles y útiles.	3.337.569	3.601.939
Instalaciones y accesorios diversos.	89.879.251	86.857.018
Vehículos de motor.	12.624.301	16.691.954
Mejoras de bienes arrendados.	4.309.078	4.595.637
Otras propiedades, plantas y equipos.	28.801.325	30.165.199
Repuestos	6.661.744	8.266.671
Total	3.011.857.113	2.694.675.269



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

Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Construcciones en curso.	164.947.144	138.267.001
Terrenos.	142.081.346	116.913.453
Edificios.	120.987.580	121.595.630
Planta y equipos.	3.368.471.517	2.938.344.391
Subestaciones de poder.	436.372.784	404.579.679
Líneas de transporte energía.	278.430.375	218.057.799
Subestaciones de distribución.	134.017.353	141.518.173
Líneas y redes de media y baja tensión.	803.989.527	729.948.253
Maquinas y equipos de generación.	127.197.200	124.033.195
Red de distribución de gas.	1.002.975.090	806.434.449
Cilindros de gas licuado.	216.186.789	179.480.975
Estanques refrigerados	62.827.773	37.391.723
Estanques domiciliarios.	41.141.299	39.203.462
Medidores.	265.333.327	257.696.683
Equipamiento de tecnología de la información	29.496.964	27.055.261
Instalaciones fijas y accesorios	170.300.683	159.562.271
Equipos de comunicaciones.	12.016.240	11.114.003
Herramientas.	25.961.690	25.250.014
Muebles y útiles.	14.582.693	13.480.689
Instalaciones y accesorios diversos.	117.740.060	109.717.565
Vehículos de motor.	36.492.799	41.026.292
Mejoras de bienes arrendados.	5.703.724	5.703.724
Otras propiedades, plantas y equipos.	36.625.926	37.501.221
Repuestos	7.820.431	9.171.574
Total	4.082.928.114	3.595.140.818



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

Depreciación acumulada y deterioro, propiedades, planta y equipos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Edificios.	40.568.243	39.781.036
Planta y equipos.	904.994.386	747.343.416
Subestaciones de poder.	84.301.260	99.694.308
Líneas de transporte energía.	53.610.063	50.322.874
Subestaciones de distribución.	39.108.946	48.070.637
Líneas y redes de media y baja tensión.	202.481.547	220.989.989
Maquinas y equipos de generación.	61.035.141	49.142.671
Red de distribución de gas.	279.319.399	107.898.788
Cilindros de gas licuado.	40.946.083	35.085.308
Estanques refrigerados	12.000.195	9.658.227
Estanques domiciliarios.	4.550.197	10.638.763
Medidores.	127.641.555	115.841.851
Equipamiento de tecnología de la información	24.665.567	22.560.370
Instalaciones fijas y accesorios	66.596.373	57.097.377
Equipos de comunicaciones.	9.491.153	8.405.247
Herramientas.	17.999.287	15.952.833
Muebles y útiles.	11.245.124	9.878.750
Instalaciones y accesorios diversos.	27.860.809	22.860.547
Vehículos de motor.	23.868.498	24.334.338
Mejoras de bienes arrendados.	1.394.646	1.108.087
Otras propiedades, plantas y equipos.	7.824.601	7.336.022
Repuestos	1.158.687	904.903
Total	1.071.071.001	900.465.549



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

Movimiento al 31 de diciembre de 2014.

Movimiento año 2014		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo inicial al 1 de enero de 2014		138.267.001	116.913.453	81.814.594	2.191.000.975	4.494.891	102.464.894	16.691.954	4.595.637	30.165.199	8.266.671	2.694.675.269	
Cambios	Adiciones.	131.246.610	791.988	552.668	6.001.749	1.831.774	2.510.713	2.455.878		16.455.747	1.604.186	163.451.313	
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios.		300.933		27.998.300	6.918	210.423	44.391			85.322	28.646.287	
	Desapropiaciones	(2.648.175)	(623.528)	(181.764)	(879.976)	(165.930)	(179.053)	(977.855)		(756.465)		(6.412.746)	
	Transferencias a (desde) activos no corrientes y grupos en desampliación mantenidos para la venta.		(103.131)	(3.278.019)								(3.381.150)	
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(155.482)	(215.460)								(370.942)	
	Retiros.		(46.705)		(7.185.254)	(6.081)	(65.272)	(86.182)		(343.705)		(7.733.199)	
	Gasto por depreciación.			(3.618.607)	(92.105.456)	(2.615.156)	(7.608.274)	(5.224.256)	(286.559)	(648.766)	(225.569)	(112.332.643)	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones)	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		22.674.958	3.543.302	220.866.311		(49)					247.084.522
		Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.				(821.715)							(821.715)
	Sub total reconocido en patrimonio neto			22.674.958	3.543.302	220.044.596	0	(49)	0	0	0	0	246.262.807
		Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.		(1.903)	(153.611)	2.037.032		(1.152.328)					729.190
		Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados.			(10.531)	(5.909)	(1.351)	(23.555)	(902.089)		(1.230.000)	(16.451)	(2.189.886)
		Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados.				7.118.997							7.118.997
		Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	1.532.008	422.860	(8.976)	1.457.175	6.446	210.211	(238.476)			8.648	3.389.896
	Otros incrementos (decrementos).	(103.450.300)	1.907.903	1.975.741	107.994.902	1.279.886	7.336.600	860.936		(14.840.685)	(3.061.063)	3.920	
	Total cambios	26.680.143	25.167.893	(1.395.257)	272.476.156	336.506	1.239.416	(4.067.653)	(286.559)	(1.363.874)	(1.604.927)	317.181.844	
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		164.947.144	142.081.346	80.419.337	2.463.477.131	4.831.397	103.704.310	12.624.301	4.309.078	28.801.325	6.661.744	3.011.857.113	



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	Mejoras de bienes arrendados, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Repuestos	Propiedades, planta y equipo, neto	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo inicial al 1 de enero de 2013		138.491.819	117.403.727	81.032.086	2.029.553.403	6.795.284	98.454.457	19.223.563	4.651.022	36.629.796	9.889.372	2.542.124.529	
Cambios	Adiciones.	112.753.445	1.127.039	655.803	8.475.949	1.030.563	2.395.407	2.786.784	402.310	22.236.615	3.723.545	155.587.460	
	Desapropiaciones		(248.069)	(146.397)	(326.697)	(8.318)	(60.294)	(488.967)				(1.278.742)	
	Transferencias a (desde) propiedades de inversión.		(7.522)	3.583								(3.939)	
	Desapropiaciones mediante enajenación de negocios.	(15.576.714)	(1.742.690)		(143.681)	(24.913)	(72.893)	(34.568)	(318)			(17.595.777)	
	Retiros.		(134.789)		(8.442.013)	(36.623)	(275.447)	(181.068)		(150.282)		(9.220.222)	
	Gasto por depreciación.			(3.119.809)	(82.772.519)	(3.835.645)	(7.371.988)	(4.765.931)	(457.377)	(773.439)	(261.345)	(103.358.053)	
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.				125.376.262								125.376.262
	Sub total reconocido en patrimonio neto		0	0	125.376.262	0	0	0	0	0	0	0	125.376.262
	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en el estado de resultados.				15.849								15.849
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	17.133	402.328	66.231	2.407.870	2.032	114.208	15.212			2.957	3.027.971	
	Otros incrementos (decrementos).	(97.418.682)	113.429	3.323.097	116.856.552	572.511	9.281.444	136.929		(27.777.491)	(5.087.858)	(69)	
Total cambios	(224.818)	(490.274)	782.508	161.447.572	(2.300.393)	4.010.437	(2.531.609)	(55.385)	(6.464.597)	(1.622.701)	(1.622.701)	152.550.740	
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		138.267.001	116.913.453	81.814.594	2.191.000.975	4.494.891	102.464.894	16.691.954	4.595.637	30.165.199	8.266.671	2.694.675.269	



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

El Grupo CGE, ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente tanto en el sector electricidad como en el sector gas, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes. No existen restricciones en la titularidad de propiedades, plantas y equipos del Grupo CGE.

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

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	3.064.302	6.422.863
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para la venta.	4.631.185	4.729.251
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	117.131.527	99.646.761

17.5.- Costo por intereses.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, planta y equipo que califiquen para dicha activación.

17.6.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

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

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

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



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

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

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

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

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

Durante el ejercicio 2014 se revaluó el segmento eléctrico y el subsegmento de gas licuado del Grupo CGE, no existiendo indicios de variaciones relevantes para el subsegmento de gas natural, cuya última revaluación se efectuó al 31 de diciembre de 2013. De igual forma se revaluaron todas las propiedades, las cuales son transversales a todos los segmentos del Grupo. Las tasaciones se llevaron a cabo a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según correspondiese. La revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integral. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2014 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 246.262.807, el saldo revaluado de dichas propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2014 asciende al valor de M\$ 1.118.752.905.

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	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Terrenos.	45.435.495	42.164.871
Edificios.	62.827.174	64.194.936
Planta y equipos.	1.550.696.920	1.448.812.658
Total	1.658.959.589	1.555.172.465



El siguiente es el movimiento de la porción del valor de los activos detallados precedentemente atribuibles a su revaluación para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial	916.128.346	828.104.507
Ajustes de revaluación.	246.262.807	125.376.262
Retiros de propiedades, planta y equipos revaluado.	(4.202.205)	(2.692.534)
Aumento (decremento) cambio en moneda extranjera	4.994.780	1.476.457
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipos revaluado.	(44.430.823)	(36.136.346)
Movimiento del ejercicio	202.624.559	88.023.839
Total	1.118.752.905	916.128.346

Propiedades, planta y equipo, revaluación	31-12-2014			31-12-2013		
	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados M\$	Propiedades, planta y equipo, activos revaluados, al costo M\$	Propiedades, planta y equipo, superávit de revaluación M\$
Terrenos.	142.081.347	45.435.495	96.645.852	110.455.688	42.164.871	68.290.817
Edificios.	84.915.115	62.827.174	22.087.941	92.625.315	64.194.936	28.430.379
Planta y equipos.	2.550.716.032	1.550.696.920	1.000.019.112	2.268.219.808	1.448.812.658	819.407.150
Total	2.777.712.494	1.658.959.589	1.118.752.905	2.471.300.811	1.555.172.465	916.128.346

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	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Construcción en curso.	164.947.144	138.267.001
Planta y equipos.	1.717.572	1.553.298
Equipamiento de tecnologías de la información.	4.831.397	4.494.891
Instalaciones fijas y accesorios.	14.561.226	23.935.444
Vehículos de motor.	12.624.301	16.691.954
Otras propiedades, planta y equipos.	28.801.235	30.165.199
Repuestos	6.661.744	8.266.671
Total	234.144.619	223.374.458



17.7.- Activos sujetos a arrendamientos financieros.

Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero, neto	31-12-2014			31-12-2013		
	Valor bruto	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor	Valor Neto	Valor bruto	Depreciación acumulada, amortización y deterioro de valor	Valor Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Terreno bajo arrendamientos financieros.	6.319.476		6.319.476	4.942.584		4.942.584
Edificio en arrendamiento financiero.	7.148.363	(440.455)	6.707.908	9.877.384	(941.721)	8.935.663
Planta y equipo bajo arrendamiento financiero.	9.320.899	(362.837)	8.958.062	15.009.966	(2.586.593)	12.423.373
Vehículos de motor, bajo arrendamiento financiero.	3.736.996	(1.682.454)	2.054.542	6.708.628	(2.301.198)	4.407.430
Total	26.525.734	(2.485.746)	24.039.988	36.538.562	(5.829.512)	30.709.050

Pagos mínimos a pagar por arrendamiento, obligaciones por arrendamientos financieros	31-12-2014			31-12-2013		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta un año.	4.992.578	(189.485)	4.803.093	5.314.902	(583.082)	4.731.820
Posterior a un año pero menor de cinco años.	1.966.255	(224.701)	1.741.554	10.987.681	(2.349.863)	8.637.818
Más de cinco años.	468.589	(19.934)	448.655	3.743.072	(1.074.894)	2.668.178
Total	7.427.422	(434.120)	6.993.302	20.045.655	(4.007.839)	16.037.816

18.- DETERIORO DE ACTIVOS.

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

El Grupo CGE evalúa anualmente o siempre y cuando existan indicadores, si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 3.12.- Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los principales parámetros e indicadores utilizados por el Grupo CGE para la evaluación del deterioro son:

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

Las tasas de descuento nominales antes de impuestos aplicadas al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014, fluctuaron entre un 9% y un 12% para Chile, entre un 11,0% y un 12,5% para Colombia y para Argentina tasas de descuento reales antes de impuestos que fluctúan entre un 13% y 14,2%, para los negocios eléctricos y del gas.



Como resultado de estas pruebas el Grupo CGE determinó que no existen deterioros en la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2014,

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

Los montos reconocidos en resultados por pérdidas por deterioro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detallan a continuación:

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2014 31-12-2014			
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(2.189.886)		(23.138.698)	(25.328.584)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	7.118.997	712.213	1.803.057	9.634.267
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en otro resultado integral	(821.715)			(821.715)

Pérdidas por deterioro del valor y reversión de las pérdidas por deterioro del valor	01-01-2013 31-12-2013			
	Propiedades, planta y equipo	Activos intangibles distintos de la plusvalía	Activos financieros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			(9.618.770)	(9.618.770)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo			88.951	88.951

Las pérdidas y reversión de pérdidas por deterioro de activos financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, corresponden al deterioro de cuentas por cobrar registrado en nota 8.5.

18.2.1.- Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento.

Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2014 31-12-2014				
	Eléctrico	Gas	Servicios	Inversiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(17.170.101)	(4.030.435)	(4.297.556)		(25.498.092)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas		9.791.547	12.228		9.803.775



Pérdidas por deterioro de valor reconocidas o revertidas por segmento	01-01-2013 31-12-2013				
	Eléctrico	Gas	Servicios	Inversiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pérdidas por deterioro de valor	(8.906.720)	(563.072)	(132.178)	(16.800)	(9.618.770)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas			84.604	4.347	88.951

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

Información a revelar sobre las unidades generadoras de efectivo	31-12-2014			31-12-2013		
	Unidades generadoras de efectivo acumuladas para las que el importe de la plusvalía o activos intangibles con vidas útiles indefinidas no es significativo	Unidades generadoras de efectivo	Total	Unidades generadoras de efectivo acumuladas para las que el importe de la plusvalía o activos intangibles con vidas útiles indefinidas no es significativo	Unidades generadoras de efectivo	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Plusvalía		273.164.916	273.164.916		273.954.549	273.954.549
Activos intangibles con vidas útiles indefinidas		227.177.236	227.177.236		223.670.167	223.670.167

19.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

Al 31 de diciembre de 2014 se procedió a la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos como consecuencia de la aplicación de las modificaciones legales introducidas por la Ley N° 20.780 (Reforma Tributaria), publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014, lo que originó un incremento en los activos diferidos por M\$ 17.942.773 y un aumento en los pasivos diferidos por M\$ 120.907.197.

19.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Relativos a propiedades, plantas y equipos.	10.197.686	3.335.328
Relativos a intangibles.	3.250.844	1.979.920
Relativos a ingresos anticipados	3.164.424	3.317.982
Relativos a provisiones.	7.602.156	16.036.895
Relativos a contratos de moneda extranjera.		219.314
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	7.357.804	3.675.054
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	263.037	2.801.922
Relativos a pérdidas fiscales.	54.142.297	36.262.217
Relativos a cuentas por cobrar.	6.205.910	16.854.460
Relativos a los inventarios.	1.175.330	742.759
Relativos a contratos de leasing.	367.472	35.560
Concesiones IFRIC 12	930.111	311.705
Relativos a otros.	2.643.509	2.084.379
Total	97.300.580	87.657.495

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



Los impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales corresponden a bases imponibles negativas que proceden de diversas sociedades del Grupo CGE. Estos créditos se han generado básicamente por la aplicación de un incentivo fiscal de depreciación acelerada. La recuperación de estos créditos está asegurada por no tener plazo de vencimiento y corresponder a sociedades que han venido obteniendo históricamente beneficios de manera recurrente.

19.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipos.	166.618.026	132.287.261
Relativos a revaluaciones de propiedades, planta y equipos.	300.449.261	183.225.669
Relativos a intangibles.	56.588.454	41.336.356
Relativos a acumulaciones (o devengos).	91.311	91.851
Relativos a provisiones.		888.483
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados.	314.732	105.532
Relativos a revaluaciones de instrumentos financieros.	2.094.704	1.973.702
Relativos a cuentas por cobrar.	5.980.267	
Relativos a los inventarios.	3.449	
Relativos a contratos de leasing.	2.807.123	1.842.986
Relativos a otros.	3.993.693	2.612.008
Relativos a propiedades de inversión.	125.721	852.474
Total	539.066.741	365.216.322

19.3.- 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 2014 y 2013:

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial	87.657.495	97.167.084
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(11.851.169)	(8.741.941)
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio	4.373.906	
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, activos por impuesto diferido.	(822.425)	(767.648)
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos.	17.942.773	
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	9.643.085	(9.509.589)
Total	97.300.580	87.657.495



El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial	365.216.322	345.347.096
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	47.447.204	19.634.914
Aumento (disminución) consolidación subsidiarias del periodo o ejercicio	4.937.988	0
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera, pasivos por impuesto diferido.	558.030	234.312
Otros incrementos (decrementos), pasivos por impuestos diferidos.	120.907.197	
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	173.850.419	19.869.226
Total	539.066.741	365.216.322

19.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	31-12-2014			31-12-2013		
	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.	97.300.580	(75.122.280)	22.178.300	87.657.495	(62.227.978)	25.429.517
Pasivos por impuestos diferidos.	(539.066.741)	75.122.280	(463.944.461)	(365.216.322)	62.227.978	(302.988.344)
Total	(441.766.161)	0	(441.766.161)	(277.558.827)	0	(277.558.827)



20.- PASIVOS FINANCIEROS.

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

20.1.- Clases de otros pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2014		31-12-2013	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	75.764.690	156.250.232	26.127.839	114.384.756
Préstamos bancarios.	US \$	5.632.832	23.019.989	4.191.918	11.414.681
Préstamos bancarios.	AR \$	8.553.766	3.451.113	8.794.707	1.545.914
Préstamos bancarios.	UF	68.463.817	206.912.974	48.324.860	261.079.996
Préstamos bancarios.	COP \$	7.154.709	32.485.944	6.102.740	26.304.735
Total préstamos bancarios		165.569.814	422.120.252	93.542.064	414.730.082
Obligaciones con el público (bonos)	UF	37.441.695	896.263.612	35.414.294	874.353.446
Obligaciones por arrendamiento financiero	UF	3.866.757	1.231.447	785.075	4.762.784
Obligaciones por arrendamiento financiero	COP \$	939.336	955.762	4.009.714	6.480.243
Obligaciones por arrendamiento financiero		4.806.093	2.187.209	4.794.789	11.243.027
Pasivos de cobertura	US \$	207.299		13.143	
Pasivos de cobertura	COP \$		773.638		
Pasivos de cobertura		207.299	773.638	13.143	0
Garantías de cilindros	CL \$	10.959.902		9.691.852	
Garantías de cilindros	COP \$	11.301.924		11.765.956	
Otros	US\$	13.066.816		10.515.000	
Garantías de cilindros		35.328.642	0	31.972.808	0
Total		243.353.543	1.321.344.711	165.737.098	1.300.326.555

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



Saldos al 31 de diciembre de 2013. (continuación)

País	Sociedad deudora	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes											
								Vencimientos				Total corrientes	Vencimientos					Total no corrientes						
								Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2013	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31-12-2013						
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$													
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco San Juan	AR \$	Mensual	15,25%	15,25%	Sin Garantía		1.110	10.061	20.123		31.294	211.286								211.286		
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santa Cruz	AR \$	Mensual	24,75%	24,75%	Sin Garantía		2.362	56.343	102.022		160.727										0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander (Madrid)	US \$	Al vencimiento	4,19%	4,19%	Sin Garantía		1.198		136.034		137.232										0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Santander Río	AR \$	Sobregiro	20,50%	20,50%	Sin Garantía	545.121					545.121										0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Mensual	25,59%	25,59%	Sin Garantía		69	6.231			6.300										0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Supervielle	AR \$	Sobregiro	30,00%	30,00%	Sin Garantía					52.486	52.486										0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Sobregiro	26,00%	26,00%	Sin Garantía	82.125					82.125										0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Servicios y Transacciones	AR \$	Mensual	26,73%	26,73%	Sin Garantía		25.339	57.378	527.076		609.793	758.537									758.537	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Banco Hipotecario	AR \$	Sobregiro	24,50%	24,50%	Sin Garantía	148.555					148.555										0	
Argentina	Energía San Juan S.A.	Comafi	AR \$	Mensual	29,49%	29,49%	Sin Garantía		6.804	164.348	24.759		195.911	147.565									147.565	
Argentina	International Financial Investments S.A.	Banco Itaú	AR \$	Al vencimiento	25,00%	25,00%	Sin Garantía				2.962.032		2.962.032										0	
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	4,14%	4,14%	Sin Garantía				190.556		190.556					20.978.604					20.978.604	
Chile	Transnet S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,87%	3,87%	Sin Garantía			114.341			114.341	9.938.409										9.938.409
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Santander	CLS	Al vencimiento	0,12%	0,12%	Sin Garantía				2.112		2.112										0	
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,75%	3,75%	Sin Garantía			157.340			157.340	13.985.736										13.985.736
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Estado	UF	Al vencimiento	3,60%	3,60%	Sin Garantía			206.989			206.989	18.647.648										18.647.648
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Estado	CLS	Semestral	7,42%	5,87%	Sin Garantía		1.662.393		4.527.238		6.189.631											0
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	UF	Al vencimiento	0,50%	0,50%	Sin Garantía		21.613		9.378		30.991	21.708										21.708
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CLS	Al vencimiento	0,50%	0,50%	Sin Garantía				14.576		14.576	31.904										42.222
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CLS	Al vencimiento	0,40%	0,40%	Sin Garantía						0		102.219									102.219
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CLS	Al vencimiento	6,14%	6,14%	Sin Garantía				2.568.206		2.568.206											0
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CLS	Al vencimiento	6,14%	6,14%	Sin Garantía		63.693				63.693	2.146.247										2.146.247
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CLS	Al vencimiento	0,50%	0,50%	Sin Garantía		12.360	3.256			15.616											0
Chile	Gasco GLP S.A.	Banco Chile	CLS	Al vencimiento	6,16%	6,16%	Sin Garantía				3.896.038		3.896.038											0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BCI	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin Garantía			1.179.723			1.179.723											0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Estado	CLS	Al vencimiento	5,97%	5,97%	Sin Garantía				64.662		64.662	5.000.000										5.000.000
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Estado	UF	Semestral	4,40%	4,40%	Sin Garantía			1.769.584			1.769.584											0
Chile	Gas Sur S.A.	Banco Scotiabank	CLS	Al vencimiento	6,58%	6,58%	Sin Garantía				48.314		48.314			8.526.801								8.526.801
Chile	Gas Sur S.A.	Banco BBVA	CLS	Al vencimiento	5,68%	5,68%	Sin Garantía				3.076		3.076			6.500.000								6.500.000
Chile	Gasmár S.A.	Banco de Chile	US\$	Cada 4 Años	3,90%	3,90%	Sin Garantía				24.670		24.670	1.272.221										1.272.221
Chile	Gasmár S.A.	Banco Estado	US\$	Cada 4 Años	3,80%	3,80%	Sin Garantía				68.850		68.850			1.748.700								1.748.700
Chile	Gasmár S.A.	Banco Estado	US\$	Cada 3 años	4,17%	4,17%	Sin Garantía				1.824.254		1.824.254											0
Chile	Gasmár S.A.	Banco Estado	US\$	Cada 1 año	2,40%	2,40%	Sin Garantía				2.136.911		2.136.911	2.098.440	2.098.440	4.196.880								8.393.760
Chile	Gasmár S.A.	Banco de Chile	CLS	Mensual	4,92%	4,92%	Sin Garantía		6.766.216				6.766.216											0
Chile	Gasmár S.A.	Banco de Chile	CLS	Mensual	4,92%	4,92%	Sin Garantía		5.213.102				5.213.102											0
Chile	Gasmár S.A.	Banco Santander	CLS	Mensual	5,76%	5,76%	Sin Garantía		16				16											0
Chile	Autogasco S.A.	Banco Santander	CLS	Al vencimiento	0,40%	0,40%	Sin Garantía			41.250			41.250											0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	9,84%	9,84%	Sin Garantía				119.995		119.995											0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	10,00%	10,00%	Sin Garantía				50.892		50.892	1.350.000										1.350.000
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Anual	11,27%	11,27%	Sin Garantía		39.215		1.260.000		1.299.215	630.000										630.000
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	Cop \$	Anual	11,33%	11,33%	Sin Garantía				857		202.500	202.500										202.500
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	8,37%	8,37%	Sin Garantía				9.466		9.466			999.000								999.000
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Semestral	8,59%	8,59%	Sin Garantía						26.512	26.512										26.512
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Mensual	9,36%	9,36%	Sin Garantía		822.020		1.594.554		2.416.574	3.189.108	3.189.108	3.189.108	3.189.108	3.189.108	3.189.108	4.783.662				17.540.094
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco Sudameris	Cop \$	Mensual	10,70%	10,70%	Sin Garantía		7.943		66.353		89.041	88.470										88.470
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	7,25%	7,25%	Sin Garantía		13.500		27.000		162.000	162.000										162.000
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Helm Bank	Cop \$	Al vencimiento	8,80%	8,80%	Sin Garantía				1.437		1.437			473.256								473.256
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco Sudameris	Cop \$	Trimestral	8,90%	8,90%	Sin Garantía				1.619		1.619	170.369		337.500								506.250
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Trimestral	8,76%	8,76%	Sin Garantía		136.381		347.625		484.006	463.500		347.625								811.125
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Occidente	Cop \$	Trimestral	7,80%	7,80%	Sin Garantía				290.250		290.854	290.250										290.250
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	8,35%	8,35%	Sin Garantía		43.407				43.407											0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco Corpbanca	Cop \$	Semestral	7,21%	7,21%	Sin Garantía				379.456		379.456											0
Chile	Tecnét S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,11%	7,11%	Sin Garantía				2.885		2.885			3.000.000								3.000.000
Chile	Tecnét S.A.	BancoEstado	CL \$	Al vencimiento	7,03%	7,03%	Sin Garantía				32.284		32.284			1.014.265								1.014.265
Chile	Comercial y Logística General S.A.	Banco Penta	CLS	Semestral	6,36%	6,36%	Sin Garantía				97.167		97.167			4.979.788								4.979.788
Chile	Comercial y Logística General S.A.	BancoEstado	CLS	Semestral	5,78%	5,78%	Sin Garantía				807		807			4.996.260								4.996.260
Chile	Transformadores Tusan S.A.	BancoEstado	CLS	Al Vencimiento	6,27%	6,27%	Sin Garantía				697		697			4.000.000								4.000.000
Chile	Energy Sur Ingeniería S.A.	Banco Itaú	CL \$	Mensual	7,80%	7,80%	Sin Garantía		11.000	3.790	36.615		59.402	52.370	56.648	19.904								128.922
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	BancoEstado	UF	Al vencimiento	2,85%	2,85%	Sin Garantía				60.369		60.369	4.661.912										4.661.912
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	Banco BBVA	UF	Al vencimiento	3,60%	3,60%	Sin Garantía				1.735.864		1.735.864											1.735.864
Chile	Inmobiliaria Coronel S.A.	Banco Santander																						



20.3.- Obligaciones con el público. (bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

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						
										31-12-2014	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	31-12-2014
M\$											M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,19%	01-09-2029	Chile	Semestral	Semestral	1.179.045	5.914.432	5.914.432	5.914.432	5.914.432	29.572.161	29.572.361	82.802.250
469	F	1.500.000	UF	3,70%	3,85%	15-11-2027	Chile	Semestral	Semestral	175.847	3.039.864	3.039.864	3.039.864	3.039.864	15.199.320	9.119.592	36.478.368
470	G	483.331	UF	3,50%	3,86%	20-10-2015	Chile	Semestral	Semestral	11.985.880							0
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,76%	11-08-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.419.678					22.291.830	111.459.040	133.750.870
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	270.197						11.990.116	11.990.116
541	K	2.000.000	UF	4,00%	4,05%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	160.785						48.807.143	48.807.143
389	BCGED-B	2.357.143	UF	4,50%	4,77%	01-10-2025	Chile	Semestral	Semestral	5.928.397	5.124.842	5.201.039	5.201.039	5.201.039	26.005.193	5.201.036	51.934.188
765	BCGED-E	4.000.000	UF	3,85%	3,89%	30-09-2034	Chile	Semestral	Semestral	965.123						97.642.912	97.642.912
377	BCNFE-D	1.852.941	UF	4,40%	4,50%	01-06-2025	Chile	Semestral	Semestral	4.514.646	4.238.695	4.292.326	4.292.326	4.292.326	21.461.632	2.146.173	40.723.478
465	BEMEL-D	2.000.000	UF	4,50%	4,79%	01-06-2027	Chile	Semestral	A partir del 12-2021	180.660					28.190.598	20.136.045	48.326.643
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,30%	4,30%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.144.802					39.390.310	47.268.868	86.659.178
344	BMGAS-F	1.666.665	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Chile	Semestral	Semestral	2.350.043	4.104.525	4.104.525	4.104.525	4.104.525	18.762.722		35.180.822
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	380.274						77.667.565	77.667.565
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	95.069						19.416.891	19.416.891
217	BMGAS-B-2	669.513	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	1.162.417	1.270.396	1.378.514	1.486.633	1.594.752	9.107.660		14.837.955
217	BMGAS-B-1	74.391	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	144.339	141.154	153.167	165.180	177.193	1.011.973		1.648.667
429	BGASC-H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01-09-2028	Chile	Semestral	Semestral	276.419						34.652.140	34.652.140
238	BGASC-F2	1.783.217	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	2.932.774	2.672.813	2.672.436	2.672.639	3.791.914	24.550.756	4.908.639	41.269.197
238	BGASC-F1	356.643	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	586.476	534.495	534.427	534.463	758.321	4.909.959	981.720	8.253.385
209	BGASC-D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01-03-2029	Chile	Semestral	Final	588.824					24.221.844		24.221.844
Totales										37.441.695	27.041.216	27.290.730	27.411.101	28.874.366	240.454.114	545.192.085	896.263.612



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 4 años	más de 4 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\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
469	D	3.500.000	UF	4,10%	4,95%	01-09-2029	Chile	Semestral	Semestral	1.115.966			5.827.376	5.827.376	5.827.376	29.136.880	31.139.786	77.758.794
469	F	1.500.000	UF	3,70%	3,97%	15-11-2027	Chile	Semestral	Semestral	166.439			2.913.690	2.913.690		14.568.452	11.128.014	34.437.536
470	G	966.665	UF	3,50%	3,52%	20-10-2015	Chile	Semestral	Semestral	11.423.093	11.262.576							11.262.576
542	I	5.500.000	UF	4,65%	4,84%	08-11-2029	Chile	Semestral	Semestral	2.290.226						126.361.296		126.361.296
542	J	500.000	UF	4,75%	5,10%	12-01-2029	Chile	Semestral	Al Vencimiento	255.742						11.308.298		11.308.298
541	K	2.000.000	UF	4,00%	4,09%	02-12-2031	Chile	Semestral	Al Vencimiento	147.110						46.145.642		46.145.642
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	4.904.237	4.904.236		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							92.324.182	92.324.182
377	BCNFE-D	2.029.412	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Chile	Semestral	Semestral	4.288.321	4.049.300	4.049.300	4.049.300	4.049.301	20.246.502	6.073.952	27.194.487	42.517.655
465	BEMEL-D	2.000.000	UF	4,50%	4,81%	01-06-2027	Chile	Semestral	A partir del 12-2021	165.295					19.424.633	27.194.487		46.619.120
610	BCGET-D	3.500.000	UF	4,21%	4,30%	10-09-2030	Chile	Semestral	A partir del 03-2020	1.083.556					29.666.571	51.401.954		81.068.525
344	BMGAS-F	1.833.332	UF	6,00%	6,24%	01-08-2024	Chile	Semestral	Semestral	2.166.979	3.884.934	3.884.934	3.884.934	3.884.935	19.424.672	2.111.319		37.075.728
259	BMGAS-D-2	3.200.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	357.269							73.146.757	73.146.757
259	BMGAS-D-1	800.000	UF	6,50%	7,25%	01-06-2026	Chile	Semestral	Final	89.318							18.286.689	18.286.689
217	BMGAS-B-2	712.317	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	993.685	1.100.096	1.202.430	1.304.764	1.407.099	8.570.512	1.510.526		15.095.427
217	BMGAS-B-1	79.147	UF	7,00%	7,61%	01-09-2024	Chile	Semestral	Semestral	125.592	122.232	133.602	144.973	156.343	952.271		167.854	1.677.275
429	BGASC-H	1.500.000	UF	3,50%	4,34%	01-09-2028	Chile	Semestral	Semestral	259.618							32.523.801	32.523.801
238	BGASC-F2	1.891.608	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	2.791.089	2.530.081	2.530.002	2.529.913	2.529.820	22.180.254	9.292.557		41.592.627
238	BGASC-F1	378.322	UF	7,30%	7,16%	01-12-2025	Chile	Semestral	Semestral	558.138	505.947	505.933	505.916	505.900	4.435.819	1.858.486		8.318.001
209	BGASC-D	1.000.000	UF	7,50%	7,62%	01-03-2029	Chile	Semestral	Final	557.615							22.886.914	22.886.914
Totales										35.414.294	28.359.403	25.951.504	26.065.103	26.178.700	376.942.986	390.855.750	874.353.446	



20.4.- Obligaciones por arrendamiento financiero.

Las obligaciones por arrendamientos financieros se encuentran garantizadas, debido a que los derechos de propiedad sobre el activo, revierten al arrendador en caso de incumplimiento.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

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		
								hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses	31-12-2014	1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31-12-2014		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Metrogas S.A.	Chilena Consolidada	UF	Mensual	3,76%	3,76%	Sin garantía	50.471	101.409	3.535.687	3.687.567								0
Colombia	Inversiones GLP SAS ESP	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	8,39%	8,39%	Sin Garantía	1.374	2.747	12.363	16.484	16.484	5.982						22.466
Colombia	Inversiones GLP SAS ESP	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	8,95%	8,95%	Sin Garantía	109.198	223.256	355.276	687.730	181.343	132.647	132.647	77.657				524.294
Colombia	Inversiones GLP SAS ESP	Banco de Occidente	Cop \$	Mensual	9,32%	9,32%	Sin Garantía	4.113	8.226	37.017	49.356	30.023							30.023
Colombia	Inversiones GLP SAS ESP	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	8,23%	8,23%	Sin Garantía	862	1.723	7.755	10.340	10.339	9.790						20.129
Colombia	Inversiones GLP SAS ESP	Banco de Bogotá	Cop \$	Mensual	8,56%	8,56%	Sin Garantía	7.394	14.789	66.548	88.731	88.731	88.731	93.049					270.511
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco de Bogotá	COP \$	Mensual	9,25%	9,25%	Sn Garantía	484	981	5.798	7.263								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P	Banco de Bogotá	COP \$	Mensual	9,81%	9,81%	Sn Garantía	6.307	12.780	60.345	79.432	88.339							88.339
Chile	Inversiones y Gestión	Banco Santander	UF	Mensual	4,32%	4,32%	Sin Garantía	17.084	29.009	133.097	179.190	184.167	192.123	200.422	209.081	445.654			1.231.447
Totales								197.287	394.920	4.213.886	4.806.093	599.426	429.273	426.118	286.738	445.654			2.187.209



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		
								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 4 años	más de 4 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	31-12-2013		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Metrogas S.A.	Chilena Consolidada S.A.	UF	Mensual	3,76%	3,76%	Sin Garantía	46.039	92.504	423.386	561.929	3.490.284							3.490.284
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	7,83%	7,83%	Sin Garantía	41.255	82.510	107.038	230.803								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	7,94%	7,94%	Sin Garantía	10.556	23.800		34.356								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	8,11%	8,11%	Sin Garantía	3.407	6.815	31.807	42.029								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	8,38%	8,38%	Sin Garantía	459	917	2.904	4.280								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	8,66%	8,66%	Sin Garantía	149.453	298.907	1.337.514	1.785.874	66.166	17.051						83.217
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	9,03%	9,03%	Sin Garantía	3.780	7.559	34.018	45.357	19.028	1.460						20.488
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	11,19%	11,19%	Sin Garantía	3.997	7.993	13.906	25.896								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	11,77%	11,77%	Sin Garantía	1.544	3.089	6.914	11.547								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	7,83%	7,83%	Sin Garantía	20.015	40.030	180.136	240.181	240.181	158.665						398.846
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	8,72%	8,72%	Sin Garantía	37.742	75.485	339.681	452.908	329.248	262.530						591.778
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	9,13%	9,13%	Sin Garantía	1.562	3.125	14.061	18.748	18.748	18.748	5.096	5.095				47.687
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	9,35%	9,35%	Sin Garantía			2.630	2.630	25.072	25.072	28.469	28.468				107.081
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	9,38%	9,38%	Sin Garantía	18.197	37.334	242.846	298.777	365.407	365.407	295.577	295.577				1.321.968
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	10,57%	10,57%	Sin Garantía		16.935	152.420	169.355	203.227	203.227	203.227	203.226		1.275.813		2.088.720
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	11,20%	11,20%	Sin Garantía	9.377	5.385	24.234	38.996	32.312	32.312	32.312	32.311		190.894		320.141
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	11,38%	11,38%	Sin Garantía			12.890	12.890	51.559	51.559	51.559	51.558		353.749		559.984
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	11,39%	11,39%	Sin Garantía			4.510	4.510	18.040	18.040	18.041	18.040		123.777		195.938
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	11,67%	11,67%	Sin Garantía		1.466	13.192	14.658	17.589	17.589	17.590	17.589		110.422		180.779
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	11,77%	11,77%	Sin Garantía	315	630	779	1.724								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Bancolombia	COP \$	Mensual	8,09%	8,09%	Sin Garantía	8.428	16.856	75.154	100.438								0
Colombia	Inversiones GLP S.A.S. E.S.P.	Banco de Bogotá	COP \$	Mensual	8,27%	8,27%	Sin Garantía	7.696	15.392	69.264	92.352	92.352	92.352	94.684	94.685				374.073
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	11,16%	11,16%	Sin Garantía	15.345	893	2.296	18.534								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	12,45%	12,45%	Sin Garantía	117	238	1.124	1.479								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Hel m Bank	COP \$	Mensual	10,87%	10,87%	Sin Garantía	125	778		903								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	COP \$	Mensual	8,90%	8,90%	Sin Garantía	474	959	4.517	5.950	7.844							7.844
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	COP \$	Mensual	9,46%	9,46%	Sin Garantía	6.136	12.434	58.708	77.278	85.787	95.912						181.699
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	11,73%	11,73%	Sin Garantía	4.877	9.884	27.927	42.688								0
Colombia	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Banco de Occidente	COP \$	Mensual	8,63%	8,63%	Sin Garantía	27.885	56.403	144.662	228.950								0
Colombia	Ultragás S.A. E.S.P.	Banco de Bogotá	COP \$	Mensual	8,90%	8,90%	Sin Garantía	5.623			5.623								0
Chile	Inversiones y Gestión S.A.	Banco Santander	UF	Mensual	4,32%	4,32%	Sin Garantía	21.170	36.723	165.253	223.146	106.935	174.315	181.725	189.821	619.704			1.272.500
Totales								445.574	855.444	3.493.771	4.794.789	5.169.779	1.534.239	928.280	936.370	2.674.359	11.243.027		



20.5.- Garantías de cilindros.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo está compuesto por garantías de envases a la vista recibidas por las sociedades del Grupo que distribuyen gas licuado en su formato de envasado, tanto en el mercado de GLP de Chile como en Colombia.

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

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

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

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

20.6.- Otros.

Corresponde a Opciones de Venta sobre participaciones de acciones, que mantienen accionistas minoritarios con Gasco y subsidiarias.



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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores de energía y otros eléctricos. (*)	144.676.193	192.909.437		
Proveedores de energía y otros gas.	18.205.433	5.400.532		
Retenciones.	17.328.723	23.003.489		
Dividendos por pagar.	4.192.235	2.949.575		
Pasivos acumulados (o devengados). (**)	21.265.114	19.272.734		
Proveedores no energéticos.	89.954.402	93.221.191		
Proveedores de importación.	811.370	525.959		
Acreedores varios.	23.882.381	13.994.900	1.426.430	4.704.350
Otros.	7.818.284	3.258.768		535.462
Total	328.134.135	354.536.585	1.426.430	5.239.812

(*) Ver Nota N° 4.5.

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

(**) Pasivos acumulados (o devengados).	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Vacaciones del personal.	10.260.055	8.687.600		
Bonificaciones de feriado	1.108.323	1.001.752		
Participación sobre resultados.	7.840.093	6.908.167		
Participación del directorio.	1.934.650	2.659.810		
Aguinaldos.	121.993	15.405		
Total	21.265.114	19.272.734	0	0

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

Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$
Hasta 30 días	36.850.496	147.188.234	27.736.123	211.774.853
Entre 31 y 60 días	5.334.414	11.327.583	21.878.712	38.540.709
Entre 61 y 90 días	68.031	43.863.013	1.582.655	45.513.699
Entre 91 y 120 días	43.409	528.602	3.527.789	4.099.800
Entre 121 y 365 días	53.935	15.242.616	12.736.071	28.032.622
Más de 365 días			1.426.430	1.426.430
Total	42.350.285	218.150.048	68.887.780	329.388.113

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2014 M\$
Hasta 30 días		172.452		172.452
Entre 31 y 60 días				0
Entre 61 y 90 días				0
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	0	172.452	0	172.452



Cuentas comerciales con pagos al día (por vencer) Cuentas comerciales al día según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$
Hasta 30 días	34.619.712	150.226.000	37.595.929	222.441.641
Entre 31 y 60 días	2.727.965	224.615	7.385.669	10.338.249
Entre 61 y 90 días	897	99.832	8.574.205	8.674.934
Entre 91 y 120 días	21	17.317	7.635.226	7.652.564
Entre 121 y 365 días	3.791	81.875.459	23.395.916	105.275.166
Más de 365 días		83.125	5.156.687	5.239.812
Total	37.352.386	232.526.348	89.743.632	359.622.366

Cuentas comerciales con plazos vencidos Cuentas comerciales vencidas según plazo	Bienes	Servicios	Otros	Total
	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2013 M\$
Hasta 30 días		127.348		127.348
Entre 31 y 60 días		26.683		26.683
Entre 61 y 90 días				0
Entre 91 y 120 días				0
Entre 121 y 365 días				0
Más de 365 días				0
Total	0	154.031	0	154.031

22.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

22.1.- Provisiones – saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión de reclamaciones legales.	3.459.515	5.912.897	512.471	504.604
Participación en utilidades y bonos.	7.318.257	4.181.707		
Responsabilidad sobre pasivos netos de negocios conjuntos.				882.326
Otras provisiones.	7.962.637	187.591	490.948	332.702
Total	18.740.409	10.282.195	1.003.419	1.719.632

22.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra el Grupo CGE por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica y del gas, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota 33).

22.1.2.- Provisiones de contratos onerosos.

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



22.1.3.- 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.

22.1.4.- Responsabilidad sobre pasivos netos de negocios conjuntos.

El Grupo CGE al 31 de diciembre de 2014 no presenta responsabilidad sobre pasivos netos de inversiones en sociedades de control conjunto. Al 31 de diciembre de 2013 presentaba una provisión por patrimonio negativo, correspondiente a su participación accionaria en las sociedades de control conjunto Innergy Transportes S.A., Innergy Soluciones Energéticas S.A., Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd, y Gasoducto del Pacífico S.A.

22.1.5.- Otras provisiones.

Corresponden principalmente a provisiones por recompra de departamentos siniestrados con el terremoto de fecha 27 de febrero de 2010, multas de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y otras.

22.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Conceptos	Movimiento de provisiones					Total al 31-12-2014 M\$
	Por reclamaciones legales M\$	Por contratos onerosos M\$	Por part. en utilidades y bonos M\$	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas M\$	Otras provisiones M\$	
Saldo al 01 de enero de 2014	6.417.501	0	4.181.707	882.326	520.293	12.001.827
Provisiones adicionales.	1.851.298		5.464.529		5.698.250	13.014.077
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	34.476		(882.497)	(882.326)	1.369.111	(361.236)
Provisión utilizada.	(3.895.447)		(1.249.849)		(107.682)	(5.252.978)
Reversión de provisión no utilizada.	(1.484.215)		(195.633)			(1.679.848)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	3.230					3.230
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(115.221)				(253)	(115.474)
Otro incremento (decremento).	1.160.364				973.866	2.134.230
Total cambio en provisiones	(2.445.515)	0	3.136.550	(882.326)	7.933.292	7.742.001
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3.971.986	0	7.318.257	0	8.453.585	19.743.828

Saldos al 31 diciembre de 2013.

Conceptos	Movimiento de provisiones					Total al 31-12-2013 M\$
	Por reclamaciones legales M\$	Por contratos onerosos M\$	Por part. en utilidades y bonos M\$	Por resp. sobre pasivos netos de asociadas M\$	Otras provisiones M\$	
Saldo al 01 de enero de 2013	5.678.367	742.297	3.236.071	5.121.419	341.078	15.119.232
Provisiones adicionales.	6.058.622		1.196.322		201.386	7.456.330
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(1.844.824)		2.919.511	(4.910.210)	24.218	(3.811.305)
Provisión utilizada.	(2.246.342)	(742.297)	(3.038.053)		(3.673)	(6.030.365)
Reversión de provisión no utilizada.	(710.908)		(132.144)		(42.251)	(885.303)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera.	(507.264)				(465)	(507.729)
Otro incremento (decremento).	(10.150)			671.117		660.967
Total cambio en provisiones	739.134	(742.297)	945.636	(4.239.093)	179.215	(3.117.405)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	6.417.501	0	4.181.707	882.326	520.293	12.001.827



23.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

23.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	1.200.903	1.066.657	31.056.011	22.354.161
Provisión premio de antigüedad.			936.233	645.436
Provisión beneficios post-jubilatorios.	23.901	29.550	17.102.684	14.291.414
Total	1.224.804	1.096.207	49.094.928	37.291.011

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Valor presente obligación, saldo inicial	22.967.674	23.157.334	645.436	682.357	14.320.964	14.507.255
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	4.831.439	2.540.910	(34.389)	(25.521)	(332.849)	232.508
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	457.155	650.190	10.972	29.100	446.852	485.515
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	2.791.627	1.015.123	338.147	(3.560)	2.750.671	82.155
Incremento disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos.	(25.490)	(33.859)			(58.620)	(81.649)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(1.928.870)	(4.362.024)	(23.933)	(36.940)	(433)	(904.820)
Total cambios en provisiones	6.125.861	(189.660)	290.797	(36.921)	2.805.621	(186.291)
Total	29.093.535	22.967.674	936.233	645.436	17.126.585	14.320.964

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

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	29.093.535	22.967.674	936.233	645.436	17.126.585	14.320.964
Otros importes reconocidos en el balance.	3.163.379	453.144				
Total	32.256.914	23.420.818	936.233	645.436	17.126.585	14.320.964

23.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Gastos reconocidos en el estado de resultados por función	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Beneficios post-jubilatorios		Línea del estado de resultados
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	4.831.439	2.540.910	(34.389)	(25.521)	(332.849)	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	457.155	650.190	10.972	29.100	446.852	485.515	Costos Financieros.
Total	5.288.594	3.191.100	(23.417)	3.579	114.003	718.023	



23.5.- Hipótesis actuariales

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

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

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

Para el cálculo del pasivo al 31 de diciembre de 2014, se aplicó la misma metodología utilizada en el ejercicio anterior. Respecto a lo anterior, el Grupo CGE contrató a Seasca, Servicios Actuariales S.A., para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos.

Al 31 de diciembre de 2014, 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	5.668.180	(4.706.435)

24.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos diferidos. (*)	13.623.730	14.008.517	1.922.791	1.670.411
Aportes reembolsables.	691.057	523.582	1.534	3.931
Garantías recibidas en efectivo.	1.306.647	1.116.724		
Total	15.621.434	15.648.823	1.924.325	1.674.342



24.1.- Ingresos diferidos. (*)

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

(*) Detalle de los ingresos diferidos	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	8.869.242	9.806.868		
Ingresos diferidos por apoyos en postación.	3.542	7.006		
Garantías (pago anticipado de clientes).	131.638	276.420		
Gas por entregar.	3.035.752	2.231.228		
Otros ingresos diferidos.	1.583.556	1.686.995	1.922.791	1.670.411
Total	13.623.730	14.008.517	1.922.791	1.670.411

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimiento del período ingresos diferidos	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo inicial ingresos diferidos	15.678.928	17.408.942
Adiciones.	53.740.342	53.410.230
Imputación a resultados.	(53.872.444)	(55.139.578)
Ganancia (pérdida) diferencias de conversión.	(305)	(666)
Total	15.546.521	15.678.928

24.2.- Contratos de construcción.

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

24.2.1.- Margen del período o ejercicio por contratos de construcción.

Detalle	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	15.348.212	12.801.285
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período o ejercicio.	(10.155.370)	(8.550.150)
Total	5.192.842	4.251.135

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

Detalle	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	31.453.201	31.712.253
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	1.043.916	2.735.555
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	9.913.158	12.542.423

24.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Detalle	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	Naturaleza subvención
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	2.178.708	1.913.918	PER - FNDR



25.- PATRIMONIO NETO.

25.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos del Grupo CGE al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, el Grupo CGE monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (incluyendo el endeudamiento corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalentes de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en el estado de situación financiera consolidado más la deuda neta.

En este sentido, el Grupo CGE ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios, obligaciones con el público en su modalidad de bonos y pagarés.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$ 671.278.954.

25.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el capital de Compañía General de Electricidad S.A., está representado por 416.710.367, acciones sin valor nominal, de un voto por acción.

25.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2014, aprobó como política de dividendos, el distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, mediante 3 dividendos en carácter de provisorios con cargo a la utilidad líquida del ejercicio o eventuales con cargo a utilidades acumuladas y un dividendo definitivo con cargo a las utilidades distribuibles del 2014. Dichos dividendos se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre, diciembre del año 2014 y abril de 2015, respectivamente.

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

25.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 18 de abril de 2013, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 369 de \$ 50,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2012, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2013, por un total de M\$ 20.835.518.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1973 de fecha 29 de mayo de 2013, acordó repartir el dividendo provisorio N° 370 de \$ 20,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 27 de junio de 2013, por un total de M\$ 8.334.207.-



El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.976 de fecha 30 de agosto de 2013, acordó repartir el dividendo provisorio N° 371 de \$ 20,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 26 de septiembre de 2013, por un total de M\$ 8.334.207.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.979 de fecha 22 de noviembre de 2013, acordó repartir el dividendo provisorio N° 372 de \$ 25,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 26 de diciembre de 2013, por un total de M\$ 10.417.759.-

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 16 de abril de 2014, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 373 de \$ 30,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2013, el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2014, por un total de M\$ 12.501.311.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.985 de fecha 30 de mayo de 2014, acordó repartir el dividendo provisorio N° 374 de \$ 30,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, el cual se pagó con fecha 26 de junio de 2014, por un total de M\$ 12.501.311.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.988 de fecha 29 de agosto de 2014, acordó repartir el dividendo provisorio N° 375 de \$ 30,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, el cual se pagó con fecha 30 de septiembre de 2014, por un total de M\$ 12.501.311.-

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 1.991 de fecha 20 de noviembre de 2014, acordó repartir el dividendo provisorio N° 376 de \$ 30,00.- por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, el cual se pagó con fecha 23 de diciembre de 2014, por un total de M\$ 12.501.311.-

25.5.- Reservas.

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

25.5.1.- 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.

Al 31 de diciembre de 2014 se efectuó el último proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$ 179.771.849 y el saldo acumulado de esta reserva al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 558.789.477, luego de ser aplicado el respectivo reciclaje, equivalente a la depreciación del ejercicio neta de impuestos diferidos por valor de M\$ 24.707.679.

25.5.2.- Reservas de conversión.

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



25.5.3.- Reservas de coberturas.

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

25.5.4.- Reservas de disponibles para la venta.

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

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

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

Los saldos acumulados por la aplicación de la NIC 19 (r) se han reconocido en otros resultados integrales, producto de lo anterior el saldo de estas reservas al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 4.292.840 (M\$ 673.072 al 31 de diciembre de 2013), ambos netos de impuestos diferidos.

25.5.6.- Otras reservas.

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

25.6.- Ganancias (pérdidas) acumuladas.

Los componentes de este rubro para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son los siguientes:

Ganancias (pérdidas) acumuladas	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Aplicación NIC 19 r	(363.749)	(363.749)
Utilidades acumuladas para pago de dividendos eventuales en ejercicios futuros	64.891.068	23.067.361
Reciclaje acumulado de superávit de reserva de revaluación	130.164.007	105.456.328
Oficio Circular N° 856 - SVS (*)	(21.408.122)	
Dividendos provisorios	(37.503.933)	(27.086.174)
Resultado del período o ejercicio	60.720.353	81.411.192
Total	196.499.624	182.484.958

(*) El Oficio Circular N° 856 de la SVS, de fecha 17 de octubre de 2014 dispuso que la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), publicada el 29 de septiembre de 2014, se realizarán contra patrimonio.



25.7.- Participaciones no controladoras.

Las siguientes son las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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
			31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014		31-12-2013	
			%	%	M\$	M\$	M\$	M\$
96.722.460-K	Metrogas S.A.	Chile	48,16220%	48,16220%	233.738.016	39.822.660	261.054.023	52.092.942
90.310.000-1	Gasco S.A.	Chile	43,37562%	43,37562%	233.587.110	23.152.004	244.632.306	31.857.307
96.636.520-K	Gasmar S.A.	Chile	49,00000%	49,00000%	25.051.823	12.564.666	21.898.833	14.268.793
96.762.250-8	Gasoducto del Pacífico S.A	Chile	60,00000%	0,00000%	2.460.287	3.721.108		
0-E	Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A	Argentina	56,69780%	0,00000%	9.413.202	(96.358)		
0-E	Gasoducto del Pacífico (Cayman) Ltd.	Islas Cayman	56,70000%	0,00000%	(3.531)	(720)		
96.856.650-4	Innergy Holdings s.A.	Chile	60,00000%	0,00000%	4.420.066	129.759		
79.882.520-8	Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Chile	44,89179%	44,89179%	18.189.900	1.980.130	16.648.774	2.185.284
0-E	Inversiones GLP S.A.S. ESP	Colombia	30,00000%	30,00000%	8.337.689	(1.298.417)	8.841.757	(148.163)
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	Chile	7,44670%	7,69880%	3.862.734	464.983	3.381.439	268.129
96.541.870-9	Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	Chile	11,41698%	11,41771%	4.286.041	564.577	3.879.084	756.149
76.144.275-9	Emel Norte S.A.	Chile	1,78285%	1,78285%	2.996.788	205.576	2.732.587	172.703
0-E	Unigas Colombia S.A. E.S.P.	Colombia	30,00000%	30,00000%	2.603.851	496.925	1.626.298	212.379
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	0,39943%	0,39943%	1.490.049	72.705	1.358.643	125.271
96.542.120-3	Empresa Eléctrica de Arica S.A.	Chile	5,88483%	6,00350%	1.598.470	245.854	1.364.700	162.369
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	0,67284%	0,67284%	3.080.754	323.410	2.820.375	141.888
91.143.000-2	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	Chile	0,36597%	0,36893%	809.248	37.184	728.972	10.108
76.144.216-3	Emel Atacama S.A.	Chile	1,80864%	1,80864%	621.347	37.907	662.889	11.309
78.512.190-2	Energy Sur S.A.	Chile	45,00000%	45,00000%	421.459	41.235	366.842	36.454
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	296.925	34.448	258.856	12.942
0-E	Proveedora Mayorista de Gas S.A. E.S.P.	Colombia	0,00000%	30,00000%			249.465	(32.312)
76.122.825-0	Emelat Inversiones S.A.	Chile	1,59496%	1,59496%	337.534	43.070	296.973	42.195
76.076.073-0	Transportes e Inversiones Magallanes S.A.	Chile	15,00000%	15,00000%		(156.590)	156.909	(113.937)
79.882.520-8	TV Red S.A.	Chile	10,00000%	10,00000%	145.138	46.288	132.796	69.724
0-E	Ultragas S.A. E.S.P.	Colombia	0,00000%	30,00000%			136.414	(9.243)
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	0,10518%	0,10518%	25.280	2.621	23.932	2.955
99.548.260-6	CGE Argentina S.A.	Chile	0,00836%	0,00836%	2.194	290	2.306	368
99.589.320-7	Financiamiento Doméstico S.A.	Chile	0,10000%	0,10000%	236	(1)	225	(19)
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	0,00500%	0,00500%	115	19	93	24
0-E	Energía San Juan S.A.	Argentina	0,00010%	0,00010%	12		29	1
96.620.900-3	Empresa Chilena de Gas Natural S.A.	Chile	0,00500%	0,00500%	254	504	411	501
Total					557.772.991	82.435.837	573.255.931	102.126.121



25.8.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se realizaron las siguientes transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2014.

Sociedad	31-12-2014				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Empresa Eléctrica de Arica S.A.	220.708	0,11866%	37.365	27.376	9.989
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	455.823	0,25211%	185.133	112.928	72.205
Empresa Eléctrica de Iquique S.A.	1.329	0,00073%	359	282	77
Total			222.857	140.586	82.271

Transacciones efectuadas al 31 de diciembre de 2013.

Sociedad	31-12-2013				
	Cantidad de acciones adquiridas	% de adquisición al minoritario	Valor pagado M\$	Valor libros M\$	Imputación a otras reservas M\$
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	54.000	0,02987%	22.680	12.805	9.875
Total			22.680	12.805	9.875

Dichas transacciones fueron contabilizadas de acuerdo con lo descrito en Nota 3.4.2.-, imputando la diferencia entre el monto pagado y el valor libros de la inversión adquirida a otras reservas del patrimonio neto, en el rubro "otros incrementos (decrementos) en patrimonio neto".



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

Movimientos al 31 de diciembre de 2014.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2014	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			60.720.353			82.435.837			143.156.190
Reservas de disponibles para la venta									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta.	(278.947)	59.304	(219.643)	(1.520.154)	991.513	(528.641)	(1.799.101)	1.050.817	(748.284)
Total movimientos del período o ejercicio	(278.947)	59.304	(219.643)	(1.520.154)	991.513	(528.641)	(1.799.101)	1.050.817	(748.284)
Reservas de cobertura de flujo de efectivo									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	226.567	(48.168)	178.399	834.238	71.588	905.826	1.060.805	23.420	1.084.225
Total movimientos del período o ejercicio	226.567	(48.168)	178.399	834.238	71.588	905.826	1.060.805	23.420	1.084.225
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	153.348.014	(32.601.546)	120.746.468	92.520.333	(94.103.608)	(1.583.275)	245.868.347	(126.705.154)	119.163.193
Total movimientos del período o ejercicio	153.348.014	(32.601.546)	120.746.468	92.520.333	(94.103.608)	(1.583.275)	245.868.347	(126.705.154)	119.163.193
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(2.213.802)		(2.213.802)	6.712.366		6.712.366	4.498.564		4.498.564
Total movimientos del período o ejercicio	(2.213.802)	0	(2.213.802)	6.712.366	0	6.712.366	4.498.564	0	4.498.564
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios definidos									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(4.597.105)	977.337	(3.619.768)	(1.057.246)	616.982	(440.264)	(5.654.351)	1.594.319	(4.060.032)
Total movimientos del período o ejercicio	(4.597.105)	977.337	(3.619.768)	(1.057.246)	616.982	(440.264)	(5.654.351)	1.594.319	(4.060.032)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	3.395.171		3.395.171	8.378.260		8.378.260	11.773.431		11.773.431
Total movimientos del período o ejercicio	3.395.171	0	3.395.171	8.378.260	0	8.378.260	11.773.431	0	11.773.431
Total resultado integral			178.987.178			95.880.109			274.867.287



Movimientos al 31 de diciembre de 2013.

Movimientos de otros resultados integrales al 31-12-2013	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			81.411.192			102.126.121			183.537.313
Reservas de disponibles para la venta									
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta.	(927.626)	154.604	(773.022)	(2.364.314)	503.783	(1.860.531)	(3.291.940)	658.387	(2.633.553)
Total movimientos del período o ejercicio	(927.626)	154.604	(773.022)	(2.364.314)	503.783	(1.860.531)	(3.291.940)	658.387	(2.633.553)
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujo de efectivo.	242.963	(40.494)	202.469	501.653	(223.250)	278.403	744.616	(263.744)	480.872
Total movimientos del período o ejercicio	242.963	(40.494)	202.469	501.653	(223.250)	278.403	744.616	(263.744)	480.872
Reservas por revaluación									
Otro resultado integral, ganancia (pérdida) por revaluación.	37.654.818	(6.275.803)	31.379.015	86.404.034	(18.486.639)	67.917.395	124.058.852	(24.762.442)	99.296.410
Total movimientos del período o ejercicio	37.654.818	(6.275.803)	31.379.015	86.404.034	(18.486.639)	67.917.395	124.058.852	(24.762.442)	99.296.410
Reservas de conversión									
Ganancias (pérdidas) por diferencias de conversión.	(7.045.011)		(7.045.011)	2.281.841		2.281.841	(4.763.170)		(4.763.170)
Total movimientos del período o ejercicio	(7.045.011)	0	(7.045.011)	2.281.841	0	2.281.841	(4.763.170)	0	(4.763.170)
Reservas ganancias o pérdidas actuariales planes beneficios									
Ganancias (pérdidas) actuariales planes beneficios definidos.	(555.806)	92.635	(463.171)	(399.168)	94.440	(304.728)	(954.974)	187.075	(767.899)
Total movimientos del período o ejercicio	(555.806)	92.635	(463.171)	(399.168)	94.440	(304.728)	(954.974)	187.075	(767.899)
Otras reservas									
Participación en el otro resultado integral de inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	2.265.232		2.265.232	5.737.753		5.737.753	8.002.985		8.002.985
Total movimientos del período o ejercicio	2.265.232	0	2.265.232	5.737.753	0	5.737.753	8.002.985	0	8.002.985
Total resultado integral			106.976.704			176.176.254			283.152.958



26.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

26.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Ventas	2.340.919.527	2.068.215.006
Venta de energía.	1.231.564.414	1.056.928.358
Venta de gas.	1.073.933.655	973.575.742
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	35.421.458	37.710.906
Prestaciones de servicios	216.200.769	210.552.033
Recargos regulados, peajes y transmisión.	98.467.064	92.836.963
Arriendo de equipos de medida.	5.016.182	6.471.972
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	5.481.981	5.572.446
Apoyos en postación.	2.082.742	4.597.791
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	35.365.449	40.829.772
Servicios de construcción de obras e instalaciones de gas.	1.246.394	1.122.422
Servicios de televisión por cable	4.684.399	4.596.023
Servicios de call center	2.841.446	2.479.497
Otras prestaciones	61.015.112	52.045.147
Total	2.557.120.296	2.278.767.039

El Grupo CGE no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

26.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	1.378.280	1.496.109
Otros ingresos de operación.	4.745.114	4.240.831
Ingresos por factor de potencia	207.059	1.177.276
Total	6.330.453	6.914.216



27.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 que se adjunta, se descomponen como se indica en 27.1, 27.2, 27.3 y 27.4.

Gastos por naturaleza del estado de resultados por función	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Costo de venta.	2.066.488.376	1.767.502.320
Costo de distribución.	16.645.907	17.485.503
Costo de administración.	194.932.665	159.646.218
Otros gastos por función.	13.636.471	13.050.693
Total	2.291.703.419	1.957.684.734

27.1.- Gastos por naturaleza.

Apertura de gastos por naturaleza	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Compra de energía.	968.966.942	837.010.801
Compra de gas.	729.354.155	625.310.830
Gastos de personal.	169.828.758	148.064.915
Gastos de operación y mantenimiento.	150.491.519	106.062.410
Gastos de administración.	98.978.122	76.699.460
Costos de mercadotecnia.	8.230.163	7.313.845
Costos de distribución.	13.425.341	14.638.832
Depreciación.	112.332.643	103.358.053
Amortización.	6.111.265	6.730.859
Otros gastos varios de operación.	33.984.511	32.494.729
Total	2.291.703.419	1.957.684.734

27.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	123.865.143	113.483.533
Beneficios a corto plazo a los empleados.	22.454.934	19.133.848
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	3.009.176	2.623.119
Beneficios por terminación.	7.131.721	3.509.043
Otros beneficios a largo plazo.	3.425.010	2.160.335
Otros gastos de personal.	9.942.774	7.155.037
Total	169.828.758	148.064.915



27.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	108.083.043	98.290.994
Gasto de administración.	4.249.600	5.067.059
Total depreciación	112.332.643	103.358.053
Amortización		
Costo de ventas.	5.241.194	5.030.923
Gasto de administración.	870.071	1.699.936
Total amortización	6.111.265	6.730.859
Total	118.443.908	110.088.912

27.4.- Otras ganancias (pérdidas).

Detalle	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(2.804.088)	(9.220.222)
Venta de chatarra.	445.371	1.214.830
Venta de propiedades, planta y equipo.	1.672.524	6.325.257
Venta de intangibles		6.751.302
Venta acciones.	(4.556)	
Compensación términos de contratos.	(108.411)	(214.341)
Juicios o arbitrajes.	(3.007.806)	(7.087.793)
Remuneraciones del directorio.	(634.595)	(686.924)
Participación utilidad del directorio.	(1.843.510)	(2.493.161)
Remuneraciones comité de directores.	(80.723)	(25.398)
Participación comité de directores	(283.726)	(159.016)
Otras (pérdidas) ganancias. (*)	18.933.649	(228.253)
Cambios en el valor razonable en propiedad de inversión.	333.573	28.145
Dividendos Gas Andes	411.802	943.798
Aportes de terceros para financiar obras propias	3.447.366	4.618.656
Total	16.476.870	(233.120)

(*) Corresponde principalmente a efectos de reliquidación de precios de contrato de suministro y de precios de subtransmisión por M\$ 15.200.298, de acuerdo a lo expuesto en nota 4.5.



28.- RESULTADO FINANCIERO.

Los ítems adjuntos de ingresos financieros, costos financieros, resultados por unidades de reajustes y diferencias de cambio del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se detallan a continuación.

Resultado financiero	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	5.830.780	4.077.310
Ingresos por otros activos financieros.	8.274.271	9.884.573
Otros ingresos financieros.	1.145.332	1.460.234
Total ingresos financieros	15.250.383	15.422.117
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(25.685.820)	(36.240.701)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(46.600.574)	(44.215.031)
Gastos por arrendamientos financieros.	(1.220.288)	(1.237.362)
Otros gastos.	(7.283.565)	(11.935.365)
Total costos financieros	(80.790.247)	(93.628.459)
Total diferencias de cambio (*)	(2.415.862)	(900.177)
Total resultados por unidades de reajuste (**)	(67.200.019)	(24.965.483)
Total	(135.155.745)	(104.072.002)

28.1.- Composición diferencias de cambio. (*)

(*) Diferencias de cambio	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Diferencias de cambio por activos		
Efectivo y equivalentes al efectivo.	(62.585)	(643.865)
Otros activos financieros.	(8.095)	
Otros activos no financieros.	(20.025)	5.475
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	205.417	41.820
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	5.742	428.466
Inventarios.	(112)	(73.552)
Total diferencias de cambio por activos	120.342	(241.656)
Diferencias de cambio por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(3.154.014)	(411.309)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	857.093	(343.266)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	(239.283)	96.054
Total diferencias de cambio por pasivos	(2.536.204)	(658.521)
Total diferencia de cambios neta	(2.415.862)	(900.177)



28.2.- Composición unidades de reajuste. (**)

(**) Resultado por unidades de reajuste	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Unidades de reajuste por activos		
Otros activos no financieros.	15.386	57.493
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	642.655	266.013
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	95.329	160.402
Inventarios.		2.875
Activos por impuestos.	1.301.436	387.940
Total unidades de reajuste por activos	2.054.806	874.723
Unidades de reajuste por pasivos		
Otros pasivos financieros.	(68.516.426)	(25.490.926)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(704.703)	(200.114)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	(1.813)	(135.348)
Otras provisiones.		(75)
Provisiones por beneficios a los empleados.	(12.615)	(4.762)
Otros pasivos no financieros.	(19.268)	(8.981)
Total unidades de reajuste por pasivos	(69.254.825)	(25.840.206)
Total unidades de reajuste neto	(67.200.019)	(24.965.483)

29.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

En el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, se procedió a calcular y contabilizar la renta líquida imponible con una tasa del 21% para el ejercicio comercial 2014, en base a lo dispuesto por la Ley N°20.780, publicada en el Diario Oficial con fecha 29 de septiembre de 2014.

Entre las principales modificaciones introducidas por la Ley N°20.780 antes citada, se encuentra el aumento progresivo de la tasa del Impuesto de Primera Categoría, alcanzando el 27%, a partir del año comercial 2018, en el evento que se aplique el “Sistema de Tributación Parcialmente Integrado” establecido en la letra B) del artículo 14 de la Ley sobre Impuesto a la Renta. En caso que la sociedad opte por el “Sistema de Tributación de Renta Atribuida” establecido en la letra A) del artículo 14 de la Ley sobre Impuesto a la Renta, la tasa máxima llegaría al 25% desde el año comercial 2017.

La Ley N° 20.780 establece que los contribuyentes obligados a declarar sobre la base de sus rentas efectivas según contabilidad completa, podrán optar por aplicar las disposiciones referidas al Sistema de Tributación de Renta Atribuida o al Sistema de Tributación Parcialmente Integrado. Tratándose de sociedades anónimas, la opción que se elija deberá ser aprobada en junta extraordinaria de accionistas que deberá celebrarse antes de la vigencia del año comercial 2017. No obstante, si la sociedad anónima no ejerciere su opción, la ley dispone que se aplicará a ella el Sistema de Tributación Parcialmente Integrado establecido en la letra B) del artículo 14 de la Ley sobre Impuesto a la Renta.

Los efectos de la actualización de los activos y pasivos por impuestos diferidos en función de su período de reverso han sido contabilizados en el patrimonio de acuerdo con lo dispuesto en Oficio Circular N° 856 de la SVS de fecha 17 de octubre de 2014.



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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias ascendente a M\$ 23.525.807 y M\$ 53.469.542, respectivamente.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
(Gasto) ingreso por impuestos corrientes.	(31.617.552)	(48.924.016)
Ajustes al impuesto corriente de periodos anteriores.	(284.730)	(193.841)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(31.902.282)	(49.117.857)
Impuestos diferidos		
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias.	6.213.258	(1.415.592)
(Gasto) ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos.		(872.573)
(Gasto) por impuestos diferidos surgido de la baja o la reversión de la baja de activos por impuestos diferidos.		(7.045.118)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores.	2.163.217	4.981.598
Otros componentes del (gasto) ingreso por impuestos diferido.		
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	8.376.475	(4.351.685)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(23.525.807)	(53.469.542)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias, extranjero y nacional	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero.	(2.486.213)	(863.118)
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(29.416.070)	(48.254.738)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(31.902.283)	(49.117.856)
Impuestos diferidos		
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, extranjero.	668.994	(705.704)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	7.707.482	(3.645.982)
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos , neto	8.376.476	(4.351.686)
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	(23.525.807)	(53.469.542)



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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	%	M\$	%
Ganancia contable	166.681.997		233.375.273	
Total de (gasto) ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(35.003.219)	21,0%	(46.675.055)	20,0%
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(283.657)	0,2%	467.892	-0,2%
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	25.317.590	-15,2%	(4.687.200)	2,0%
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	1.864.400	-1,1%	37.809	0,0%
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero.	11.652	0,0%	1.650.060	-0,7%
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	29.516	0,0%		0,0%
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y gasto por impuestos (ingreso)	(15.462.089)	9,3%	(4.263.048)	1,8%
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	11.477.412	-6,9%	(6.794.487)	2,9%
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(23.525.807)	14,1%	(53.469.542)	22,9%

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

Importes antes de impuestos	01-01-2014 31-12-2014			01-01-2013 31-12-2013		
	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.	245.868.347	(126.705.154)	119.163.193	124.058.852	(24.762.442)	99.296.410
Activos financieros disponibles para la venta.	(1.799.101)	1.050.817	(748.284)	(3.291.940)	658.387	(2.633.553)
Cobertura de flujo de efectivo.	1.060.805	23.420	1.084.225	744.616	(263.744)	480.872
Diferencia de cambio por conversión.	4.498.564		4.498.564	(4.763.170)		(4.763.170)
Participación en el otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación.	11.773.431		11.773.431	8.002.985		8.002.985
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos.	(5.654.351)	1.594.319	(4.060.032)	(954.974)	187.075	(767.899)
Total		(124.036.598)			(24.180.724)	

29.5.- Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas.

Gasto por impuestos de operaciones discontinuadas	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos relacionado con ganancias (pérdidas) derivadas de la discontinuación		(863.122)
Total (gasto) por impuestos de operaciones discontinuadas	0	(863.122)



29.6.- Diferencias temporarias no reconocidas.

Diferencias temporarias no reconocidas	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Pérdidas fiscales no utilizadas para las que no se han reconocido activos por impuestos diferidos.	98.496.673	95.017.378
Diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, sucursales y asociadas y con participaciones en negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos.	487.360.184	456.177.363

30.- GANANCIAS POR ACCION.

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	60.720.353	81.411.192
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	145,71	195,37
Cantidad de acciones	416.710.367	416.710.367

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

31.- INFORMACION POR SEGMENTO.

31.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido (electricidad, gas, servicios e inversiones).

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

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su EBITDA.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables, a nivel de estado de situación, estado de resultados por función y el estado de flujo de efectivo por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es la siguiente:



31.2.- Cuadros patrimoniales.

31.2.1.- Activos por segmentos.

ACTIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES												
Efectivo y equivalentes al efectivo.	15.105.905	19.049.902	56.726.757	60.337.653	311.664	363.191	4.875.996	67.727.441			77.020.322	147.478.187
Otros activos financieros.			411.017	14.545							411.017	14.545
Otros activos no financieros.	1.019.686	2.096.703	2.498.285	2.138.746	530.196	86.914					4.048.167	4.322.363
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	409.891.927	329.080.200	74.815.361	71.748.160	8.037.737	23.084.618	36.989	1.893.715			492.782.014	425.806.693
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	54.593.596	88.011.085	5.650.494	14.040.077	33.096.775	26.929.758	118.165.539	43.799.006	(206.185.578)	(159.456.814)	5.320.826	13.323.112
Inventarios.	5.362.799	6.232.176	42.498.870	46.731.029	14.201.531	17.792.328					62.063.200	70.755.533
Activos por impuestos.	21.975.813	5.599.075	3.671.142	4.266.157	1.646.012	2.330.966	5.460.611	5.748.494	(3.976.959)	(17.944.692)	28.776.619	0
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	507.949.726	450.069.141	186.271.926	199.276.367	57.823.915	70.587.775	128.539.135	119.168.656	(210.162.537)	(177.401.506)	670.422.165	661.700.433
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	3.381.150										3.381.150	0
Total activos corrientes	511.330.876	450.069.141	186.271.926	199.276.367	57.823.915	70.587.775	128.539.135	119.168.656	(210.162.537)	(177.401.506)	673.803.315	661.700.433
ACTIVOS NO CORRIENTES												
Otros activos financieros.			46.341	5.854.803	16.520	17.471	175.001	175.001			237.862	6.047.275
Otros activos no financieros.	85.090	85.090	312.725	109.043					3		397.818	194.133
Cuentas por cobrar.	18.064.626	13.697.238	4.194.036	7.886.098	1.320.817	5.196.405					23.579.479	26.779.741
Inventario.					2.200.250	2.219.361					2.200.250	2.219.361
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.			6.559.590	4.715.365							6.559.590	4.715.365
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	16.618.617	16.520.969	38.063.118	20.229.807	45.531	45.120	1.669.893.502	1.582.598.199	(1.669.384.608)	(1.582.054.754)	55.236.160	37.339.341
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	260.096.803	257.761.817	5.061.334	1.870.173	15.906.331	13.977.068					281.064.468	273.609.058
Plusvalía.	203.800.788	203.800.788	18.130.372	18.920.005	808.051	808.051	50.425.705	50.425.705			273.164.916	273.954.549
Propiedades, planta y equipo.	1.507.748.336	1.291.921.394	1.438.330.936	1.338.588.254	65.764.903	64.146.120	12.938	19.501			3.011.857.113	2.694.675.269
Propiedad de inversión.	6.399.572	6.008.999			3.827.736	4.876.965	661.884	661.884			10.889.192	11.547.848
Activos por impuestos.		328.576									0	328.576
Activos por impuestos diferidos.	9.158.423	13.493.453	5.818.861	2.158.752	5.849.592	9.540.329	1.351.424	236.983			22.178.300	25.429.517
Total activos no corrientes	2.021.972.255	1.803.618.324	1.516.517.313	1.400.332.300	95.739.731	100.826.890	1.722.520.454	1.634.117.273	(1.669.384.605)	(1.582.054.754)	3.687.365.148	3.356.840.033
TOTAL ACTIVOS	2.533.303.131	2.253.687.465	1.702.789.239	1.599.608.667	153.563.646	171.414.665	1.851.059.589	1.753.285.929	(1.879.547.142)	(1.759.456.260)	4.361.168.463	4.018.540.466



31.2.2.- Pasivos y Patrimonio por segmentos.

PASIVOS	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	70.342.155	63.639.400	104.121.907	82.845.457	20.265.435	3.261.948	48.624.046	15.990.293			243.353.543	165.737.098
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	229.998.789	279.307.607	77.836.737	58.928.339	12.730.990	13.328.609	6.880.655	3.873.533	686.964	(901.503)	328.134.135	354.536.585
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	117.804.312	25.453.102	13.460.558	6.345.594	8.978.300	4.895.863	80.083.013	128.242.096	(206.872.542)	(158.555.311)	13.453.641	6.381.344
Otras provisiones.	4.650.275	4.864.419	5.550.303	2.392.595	3.089.980	354.563	5.449.851	2.670.618			18.740.409	10.282.195
Pasivos por impuestos.	712.276		3.264.683	25.390.129		1.134.676			(3.976.959)	(17.944.692)	0	8.580.113
Provisiones por beneficios a los empleados.	236.966	292.769	987.838	803.438							1.224.804	1.096.207
Otros pasivos no financieros.	10.734.696	12.035.072	4.176.442	3.217.593	710.296	396.158					15.621.434	15.648.823
Total pasivos corrientes	434.479.469	385.592.369	209.398.468	179.923.145	45.775.001	23.371.817	141.037.565	150.776.540	(210.162.537)	(177.401.506)	620.527.966	562.262.365
PASIVOS NO CORRIENTES												
Otros pasivos financieros.	563.431.871	545.708.427	377.724.989	353.265.743	14.306.407	34.053.647	365.881.444	367.298.738			1.321.344.711	1.300.326.555
Cuentas por pagar.	1.383.380	2.220.677	43.050	3.019.135							1.426.430	5.239.812
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.			2.847.478								2.847.478	0
Otras provisiones.	1.003.419	837.306		882.326							1.003.419	1.719.632
Pasivo por impuestos diferidos.	187.967.515	105.470.487	274.582.787	194.406.466	1.394.159	3.111.391					463.944.461	302.988.344
Provisiones por beneficios a los empleados.	33.359.877	26.355.023	11.726.116	8.491.379	1.150.109	1.016.432	2.858.826	1.428.177			49.094.928	37.291.011
Otros pasivos no financieros.	1.534	3.931	1.922.791	1.670.411							1.924.325	1.674.342
Total pasivos no corrientes	787.147.596	680.595.851	668.847.211	561.735.460	16.850.675	38.181.470	368.740.270	368.726.915	0	0	1.841.585.752	1.649.239.696
TOTAL PASIVOS	1.221.627.065	1.066.188.220	878.245.679	741.658.605	62.625.676	61.553.287	509.777.835	519.503.455	(210.162.537)	(177.401.506)	2.462.113.718	2.211.502.061
PATRIMONIO												
Capital emitido.	832.335.077	832.364.456	136.133.418	136.133.418	124.748.382	124.748.382	671.278.954	671.278.954	(1.093.216.877)	(1.093.246.256)	671.278.954	671.278.954
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	137.481.880	104.633.989	142.584.128	174.542.140	(47.715.782)	(40.189.280)	196.499.624	182.484.958	(232.350.226)	(238.986.849)	196.499.624	182.484.958
Primas de emisión.	2.954.384	2.954.384	2.055.435	2.055.435	954	954			(5.010.773)	(5.010.773)	0	0
Acciones propias en cartera.		(29.379)								29.379	0	0
Otras reservas.	309.139.164	220.592.103	257.748.686	251.254.734	12.375.672	11.249.774	473.503.176	380.018.562	(579.263.522)	(483.096.611)	473.503.176	380.018.562
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	1.281.910.505	1.160.515.553	538.521.667	563.985.727	89.409.226	95.809.830	1.341.281.754	1.233.782.474	(1.909.841.398)	(1.820.311.110)	1.341.281.754	1.233.782.474
Participaciones no controladoras.	29.765.561	26.983.692	286.021.893	293.964.335	1.528.744	14.051.548			240.456.793	238.256.356	557.772.991	573.255.931
Total patrimonio	1.311.676.066	1.187.499.245	824.543.560	857.950.062	90.937.970	109.861.378	1.341.281.754	1.233.782.474	(1.669.384.605)	(1.582.054.754)	1.899.054.745	1.807.038.405
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	2.533.303.131	2.253.687.465	1.702.789.239	1.599.608.667	153.563.646	171.414.665	1.851.059.589	1.753.285.929	(1.879.547.142)	(1.759.456.260)	4.361.168.463	4.018.540.466



31.3.- Cuadros de resultados por segmentos.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013	01-01-2014 31-12-2014	01-01-2013 31-12-2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	1.420.633.606	1.247.968.438	1.100.914.457	993.022.540	103.968.686	103.639.425			(68.396.453)	(65.863.364)	2.557.120.296	2.278.767.039
Costo de ventas	(1.167.839.370)	(999.321.951)	(846.734.816)	(716.572.581)	(84.529.683)	(83.890.787)			32.615.493	32.282.999	(2.066.488.376)	(1.767.502.320)
Ganancia bruta	252.794.236	248.646.487	254.179.641	276.449.959	19.439.003	19.748.638	0	0	(35.780.960)	(33.580.365)	490.631.920	511.264.719
Otros ingresos, por función.	6.000.301	6.639.830	319.389	136.083	10.763	138.303	4.662.917	5.049.307	(4.662.917)	(5.049.307)	6.330.453	6.914.216
Costos de distribución.		0	(16.645.907)	(17.485.503)		0					(16.645.907)	(17.485.503)
Gasto de administración.	(128.818.995)	(111.450.778)	(57.801.991)	(50.865.493)	(22.774.440)	(23.133.389)	(25.981.116)	(12.826.230)	40.443.877	38.629.672	(194.932.665)	(159.646.218)
Otros gastos, por función.	(6.202.841)	(6.196.588)	(7.433.630)	(6.854.105)		0					(13.636.471)	(13.050.693)
Otras ganancias (pérdidas).	12.296.822	(1.585.112)	7.532.115	(7.687.847)	(2.195.836)	8.135.074	(1.156.069)	904.788	(162)	(23)	16.476.870	(233.120)
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales.	136.069.523	136.053.839	180.149.617	193.693.094	(5.520.510)	4.888.626	(22.474.268)	(6.872.135)	(162)	(23)	288.224.200	327.763.401
Ingresos financieros.	9.862.755	6.903.469	4.048.496	5.092.248	3.263.209	5.789.701	6.333.505	8.742.513	(8.257.582)	(11.105.814)	15.250.383	15.422.117
Costos financieros.	(33.639.512)	(43.486.590)	(30.210.441)	(28.836.779)	(2.824.770)	(6.115.221)	(22.373.106)	(26.295.683)	8.257.582	11.105.814	(80.790.247)	(93.628.459)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación.	4.220.680	3.528.398	9.297.115	6.071.869	411	613	116.858.180	110.616.093	(116.762.844)	(110.533.099)	13.613.542	9.683.874
Diferencias de cambio.	(112.494)	(368.855)	(2.165.427)	(15.312)	(77.559)	(76.342)	(60.382)	(439.668)			(2.415.862)	(900.177)
Resultados por unidades de reajuste.	(29.106.813)	(10.631.207)	(16.740.426)	(6.086.325)	(152.439)	(76.908)	(21.200.341)	(8.171.043)			(67.200.019)	(24.965.483)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	87.294.139	91.999.054	144.378.934	169.918.795	(5.311.658)	4.410.469	57.083.588	77.580.077	(116.763.006)	(110.533.122)	166.681.997	233.375.273
Gasto por impuestos a las ganancias.	11.274.112	(16.362.371)	(35.819.782)	(30.202.663)	(2.616.902)	(9.289.607)	3.636.765	2.385.099			(23.525.807)	(53.469.542)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas.	98.568.251	75.636.683	108.559.152	139.716.132	(7.928.560)	(4.879.138)	60.720.353	79.965.176	(116.763.006)	(110.533.122)	143.156.190	179.905.731
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.						3.631.582					0	3.631.582
Ganancia (pérdida)	98.568.251	75.636.683	108.559.152	139.716.132	(7.928.560)	(1.247.556)	60.720.353	79.965.176	(116.763.006)	(110.533.122)	143.156.190	183.537.313
Ganancia (pérdida) atribuible a												
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.	95.126.685	72.093.775	53.375.616	73.445.191	(8.171.621)	(4.578.380)	60.720.353	79.965.176	(140.330.680)	(139.514.570)	60.720.353	81.411.192
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras.	3.441.566	3.542.908	55.183.536	66.270.941	243.061	3.330.824			23.567.674	28.981.448	82.435.837	102.126.121
Ganancia (pérdida)	98.568.251	75.636.683	108.559.152	139.716.132	(7.928.560)	(1.247.556)	60.720.353	79.965.176	(116.763.006)	(110.533.122)	143.156.190	183.537.313
Depreciación	51.319.877	50.281.893	56.132.296	46.962.964	4.873.907	6.104.620	6.563	8.576			112.332.643	103.358.053
Amortización	1.074.603	969.233	790.042	1.706.060	4.246.620	4.055.566					6.111.265	6.730.859
EBITDA	176.167.181	188.890.077	229.539.840	250.049.965	5.795.853	6.913.738	(21.311.636)	(7.768.347)	0	0	390.191.238	438.085.433



31.4.- Cuadros de resultados por segmentos geográficos.

Información de segmentos por áreas geográficas	Chile		Colombia		Argentina		Consolidado	
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	2.453.167.104	2.181.146.849	62.924.558	54.813.033	41.028.634	42.807.157	2.557.120.296

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR METODO DIRECTO	Eléctrico		Gas		Servicios		Inversiones		Ajustes de consolidación		Consolidado	
	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación.	56.364.483	214.882.562	238.578.919	223.664.000	8.842.827	10.134.018	57.254.353	56.106.925	(112.931.305)	(73.189.851)	248.109.277
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión.	(85.813.636)	(69.282.584)	(92.918.943)	(71.027.850)	3.009.945	23.719.754	(119.027.681)	53.141.846	119.143.917	(70.415.809)	(175.606.398)	(133.864.643)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación.	25.477.835	(149.588.455)	(147.038.297)	(150.039.355)	(11.907.164)	(34.124.312)	(1.078.117)	(117.491.378)	(6.212.612)	143.605.660	(140.758.355)	(307.637.840)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios	(3.971.318)	(3.988.477)	(1.378.321)	2.596.795	(54.392)	(270.540)	(62.851.445)	(8.242.607)	0	0	(68.255.476)	(9.904.829)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo.	27.321	(178.583)	(2.232.575)	(954.325)	2.865	(963)		(564.308)			(2.202.389)	(1.698.179)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(3.943.997)	(4.167.060)	(3.610.896)	1.642.470	(51.527)	(271.503)	(62.851.445)	(8.806.915)	0	0	(70.457.865)	(11.603.008)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo o ejercicio.	19.049.902	23.216.962	60.337.653	58.695.183	363.191	634.694	67.727.441	76.534.356			147.478.187	159.081.195
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo o ejercicio	15.105.905	19.049.902	56.726.757	60.337.653	311.664	363.191	4.875.996	67.727.441	0	0	77.020.322	147.478.187



32.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

32.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2014 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	235.801.384	235.801.384		235.801.384				0	235.801.384
Activos corrientes	AR \$	83.104.410	29.548.778	14.795.269	44.344.047	949.787		37.810.576	38.760.363	83.104.410
Activos corrientes	COP \$	14.930.091	14.871.395	58.696	14.930.091				0	14.930.091
Activos corrientes	EUR \$	1.141	1.141		1.141				0	1.141
Activos no corrientes	US \$	702.815.784			0	702.815.784			702.815.784	702.815.784
Activos no corrientes	AR \$	27.605.868			0	27.605.868			27.605.868	27.605.868
Activos no corrientes	COP \$	98.811.673			0	15.311.720		83.499.953	98.811.673	98.811.673
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.163.070.351	280.222.698	14.853.965	295.076.663	746.683.159	0	121.310.529	867.993.688	1.163.070.351
Pasivos corrientes	US \$	28.787.191	6.708.854	22.078.337	28.787.191				0	28.787.191
Pasivos corrientes	AR \$	37.762.132	23.792.936	8.808.718	32.601.654	4.201.735		958.743	5.160.478	37.762.132
Pasivos corrientes	COP \$	23.246.919	7.108.652	16.138.267	23.246.919				0	23.246.919
Pasivos corrientes	EUR \$	250	250		250				0	250
Pasivos no corrientes	US \$	24.087.869			0	8.753.380	5.663.000	9.671.489	24.087.869	24.087.869
Pasivos no corrientes	COP \$	36.214.872			0	17.951.558	16.786.875	1.476.439	36.214.872	36.214.872
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	150.099.233	37.610.692	47.025.322	84.636.014	30.906.673	22.449.875	12.106.671	65.463.219	150.099.233



Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Resumen moneda extranjera	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2013 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Activos corrientes	US \$	35.047.266	32.894.281	2.152.985	35.047.266				0	35.047.266
Activos corrientes	AR \$	54.443.112	13.766.787	2.078.323	15.845.110	4.031.224		34.566.778	38.598.002	54.443.112
Activos corrientes	COP \$	8.076.626	8.076.626		8.076.626				0	8.076.626
Activos corrientes	EUR \$	12.485	12.485		12.485				0	12.485
Activos no corrientes	US \$	71.737.937			0	4.728.746		67.009.191	71.737.937	71.737.937
Activos no corrientes	AR \$	4.914.263			0			4.914.263	4.914.263	4.914.263
Activos no corrientes	COP \$	88.318.177			0	43.098	44.433	88.230.646	88.318.177	88.318.177
Total activos en moneda extranjera	M/e	262.549.866	54.750.179	4.231.308	58.981.487	8.803.068	44.433	194.720.878	203.568.379	262.549.866
Pasivos corrientes	US \$	19.032.413	14.840.495	4.191.918	19.032.413				0	19.032.413
Pasivos corrientes	AR \$	34.536.086	6.247.934	23.604.240	29.852.174	1.888.747		2.795.165	4.683.912	34.536.086
Pasivos corrientes	COP \$	26.959.212	19.240.421	7.718.791	26.959.212				0	26.959.212
Pasivos corrientes	EUR \$	44.938	44.938		44.938				0	44.938
Pasivos no corrientes	US \$	20.192.760			0	9.565.083	4.196.880	6.430.797	20.192.760	20.192.760
Pasivos no corrientes	COP \$	33.759.643			0	17.128.686	9.792.640	6.838.317	33.759.643	33.759.643
Total pasivos en moneda extranjera	M/e	134.525.052	40.373.788	35.514.949	75.888.737	28.582.516	13.989.520	16.064.279	58.636.315	134.525.052



32.2.- Saldos en moneda extranjera, activos.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2014 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	12.577.058	12.577.058		12.577.058				0	12.577.058
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	8.940.214	8.940.214		8.940.214				0	8.940.214
Efectivo y equivalentes al efectivo.	COP \$	4.986.358	4.986.358		4.986.358				0	4.986.358
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	782	782		782				0	782
Otros activos no financieros.	AR \$	101.156	12.698	88.458	101.156				0	101.156
Otros activos no financieros.	COP \$	58.696		58.696	58.696				0	58.696
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	14.759.129	2.242.280	12.516.849	14.759.129				0	14.759.129
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	COP \$	3.674.551	3.674.551		3.674.551				0	3.674.551
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	1.820.451	1.820.451		1.820.451				0	1.820.451
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	COP \$	421.819	421.819		421.819				0	421.819
Inventarios.	US \$	574	574		574				0	574
Inventarios.	AR \$	2.189.962		2.189.962	2.189.962				0	2.189.962
Inventarios.	COP \$	767.155	767.155		767.155				0	767.155
Inventarios.	EUR \$	359	359		359				0	359
Activos por impuestos.	COP \$	428.698	428.698		428.698				0	428.698
Otros activos financieros.	COP \$	22.610			0	22.610			22.610	22.610
Derechos por cobrar.	AR \$	949.787			0	949.787			949.787	949.787
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	6.559.590			0	6.559.590			6.559.590	6.559.590
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	917.659.495	221.403.301		221.403.301	696.256.194			696.256.194	917.659.495
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	45.959.454	18.353.586		18.353.586	27.605.868			27.605.868	45.959.454
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	COP \$	19.863.747	4.592.814		4.592.814	15.270.933			15.270.933	19.863.747
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	34.879.235			0			34.879.235	34.879.235	34.879.235
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	COP \$	18.177			0	18.177			18.177	18.177
Plusvalía.	COP \$	9.870.403			0			9.870.403	9.870.403	9.870.403
Propiedades, planta y equipo.	COP \$	73.629.550			0			73.629.550	73.629.550	73.629.550
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	2.931.341			0			2.931.341	2.931.341	2.931.341
Total activos en moneda extranjera	M/e	1.163.070.351	280.222.698	14.853.965	295.076.663	746.683.159	0	121.310.529	867.993.688	1.163.070.351



Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Detalle moneda extranjera - activos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total activos 31-12-2013 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Efectivo y equivalentes al efectivo.	US \$	1.765.026	1.765.026		1.765.026				0	1.765.026
Efectivo y equivalentes al efectivo.	AR \$	1.134.094	1.134.094		1.134.094				0	1.134.094
Efectivo y equivalentes al efectivo.	COP \$	3.834.994	3.834.994		3.834.994				0	3.834.994
Efectivo y equivalentes al efectivo.	EUR \$	1.958	1.958		1.958				0	1.958
Otros activos financieros.	US \$	14.545		14.545	14.545				0	14.545
Otros activos financieros.	AR \$	936.080	630.165	305.915	936.080				0	936.080
Otros activos no financieros.	US \$	134.871		134.871	134.871				0	134.871
Otros activos no financieros.	COP \$	45.925	45.925		45.925				0	45.925
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	US \$	298.722	298.722		298.722				0	298.722
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	AR \$	11.816.052	10.043.644	1.772.408	11.816.052				0	11.816.052
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	COP \$	3.141.752	3.141.752		3.141.752				0	3.141.752
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	5.124.605	3.121.036	2.003.569	5.124.605				0	5.124.605
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	COP \$	34.378	34.378		34.378				0	34.378
Inventarios.	US \$	27.709.497	27.709.497		27.709.497				0	27.709.497
Inventarios.	AR \$	1.958.884	1.958.884		1.958.884				0	1.958.884
Inventarios.	COP \$	1.019.577	1.019.577		1.019.577				0	1.019.577
Inventarios.	EUR \$	10.527	10.527		10.527				0	10.527
Otros activos financieros.	US \$	4.897.658			0			4.897.658	4.897.658	4.897.658
Otros activos financieros.	COP \$	889.920			0		44.433	845.487	889.920	889.920
Otros activos no financieros.	US \$	4.511			0	4.511			4.511	4.511
Otros activos no financieros.	COP \$	809			0	809			809	809
Derechos por cobrar.	US \$	4.857.901			0			4.857.901	4.857.901	4.857.901
Derechos por cobrar.	AR \$	1.009.063			0			1.009.063	1.009.063	1.009.063
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	US \$	4.715.365			0	4.715.365			4.715.365	4.715.365
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	US \$	12.730.438			0			12.730.438	12.730.438	12.730.438
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	AR \$	4.914.263			0			4.914.263	4.914.263	4.914.263
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación.	COP \$	2.585.106			0			2.585.106	2.585.106	2.585.106
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	US \$	8.870			0	8.870			8.870	8.870
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	AR \$	33.557.715			0			33.557.715	33.557.715	33.557.715
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	COP \$	42.289			0	42.289			42.289	42.289
Plusvalía.	COP \$	10.660.036			0			10.660.036	10.660.036	10.660.036
Propiedades, planta y equipo.	US \$	44.523.194			0			44.523.194	44.523.194	44.523.194
Propiedades, planta y equipo.	COP \$	74.140.017			0			74.140.017	74.140.017	74.140.017
Activos por impuestos diferidos.	AR \$	4.031.224			0	4.031.224			4.031.224	4.031.224
Total activos en moneda extranjera	M/e	262.549.866	54.750.179	4.231.308	58.981.487	8.803.068	44.433	194.720.878	203.568.379	262.549.866



32.3.- Saldos en moneda extranjera, pasivos.

Saldos al 31 de diciembre de 2014.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2014 M\$
			Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total corrientes M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	Total no corrientes M\$	
Pasivos financieros.	US \$	18.906.947	28.612	18.878.335	18.906.947				0	18.906.947
Pasivos financieros.	AR \$	8.553.766	132.029	8.421.737	8.553.766				0	8.553.766
Pasivos financieros.	COP \$	19.395.969	3.257.702	16.138.267	19.395.969				0	19.395.969
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	252.463	252.463		252.463				0	252.463
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	23.660.907	23.660.907		23.660.907				0	23.660.907
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	COP \$	3.732.709	3.732.709		3.732.709				0	3.732.709
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	250	250		250				0	250
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	US \$	10.695.661	6.427.779	3.200.002	9.627.781	1.067.880			1.067.880	10.695.661
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	384.838		384.838	384.838				0	384.838
Otras provisiones a corto plazo.	COP \$	97.537	97.537		97.537				0	97.537
Otros pasivos no financieros.	COP \$	20.704	20.704		20.704				0	20.704
Pasivos financieros.	US \$	23.019.989			0	7.685.500	5.663.000	9.671.489	23.019.989	23.019.989
Pasivos financieros.	AR \$	3.451.113			0	3.451.113			3.451.113	3.451.113
Pasivos financieros.	COP \$	34.215.344			0	15.952.030	16.786.875	1.476.439	34.215.344	34.215.344
Otras cuentas por pagar	AR \$	392.521			0	392.521			392.521	392.521
Otras provisiones	AR \$	358.101			0	358.101			358.101	358.101
Pasivo por impuestos diferidos.	COP \$	1.999.528			0	1.999.528			1.999.528	1.999.528
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	958.743			0			958.743	958.743	958.743
Otros pasivos no financieros.	AR \$	2.143		2.143	2.143				0	2.143
Total pasivos en moneda extranjera		150.099.233	37.610.692	47.025.322	84.636.014	30.906.673	22.449.875	12.106.671	65.463.219	150.099.233



Saldos al 31 de diciembre de 2013.

Detalle moneda extranjera - pasivos corrientes y no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Corrientes			No corrientes				Total pasivos 31-12-2013 M\$
			Hasta 90 días	De 91 días a 1 año	Total corrientes	Más de 1 año a 3 años	Más de 3 años a 5 años	Más de 5 años	Total no corrientes	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Pasivos financieros.	US \$	14.720.061	10.528.143	4.191.918	14.720.061				0	14.720.061
Pasivos financieros.	AR \$	8.794.707	800.281	7.994.426	8.794.707				0	8.794.707
Pasivos financieros.	COP \$	21.878.410	14.159.619	7.718.791	21.878.410				0	21.878.410
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	US \$	4.312.352	4.312.352		4.312.352				0	4.312.352
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	AR \$	20.440.364	5.447.653	14.992.711	20.440.364				0	20.440.364
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	COP \$	4.737.528	4.737.528		4.737.528				0	4.737.528
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	EUR \$	44.938	44.938		44.938				0	44.938
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	COP \$	236.617	236.617		236.617				0	236.617
Otras provisiones a corto plazo.	AR \$	572.127		572.127	572.127				0	572.127
Otras provisiones a corto plazo.	COP \$	97.967	97.967		97.967				0	97.967
Otros pasivos no financieros.	AR \$	2.577		2.577	2.577				0	2.577
Otros pasivos no financieros.	COP \$	8.690	8.690		8.690				0	8.690
Pasivos financieros.	US \$	11.414.681			0	7.217.801	4.196.880		11.414.681	11.414.681
Pasivos financieros.	AR \$	1.545.914			0	1.545.914			1.545.914	1.545.914
Pasivos financieros.	COP \$	32.784.978			0	16.154.021	9.792.640	6.838.317	32.784.978	32.784.978
Otras cuentas por pagar	US \$	2.347.282			0	2.347.282			2.347.282	2.347.282
Otras cuentas por pagar	COP \$	136.291			0	136.291			136.291	136.291
Otras provisiones	AR \$	342.833			0	342.833			342.833	342.833
Pasivo por impuestos diferidos.	US \$	6.430.797			0			6.430.797	6.430.797	6.430.797
Pasivo por impuestos diferidos.	AR \$	2.126.431			0			2.126.431	2.126.431	2.126.431
Pasivo por impuestos diferidos.	COP \$	838.374			0	838.374			838.374	838.374
Provisión por beneficio a los empleados	AR \$	711.133		42.399	42.399			668.734	668.734	711.133
Total pasivos en moneda extranjera		134.525.052	40.373.788	35.514.949	75.888.737	28.582.516	13.989.520	16.064.279	58.636.315	134.525.052

33.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS

33.1.- Juicios y otras acciones legales.

Empresa Eléctrica de Arica S.A.

- 33.1.01.- Nombre del Juicio: "Yampara Ortiga y otros con Emelari y otros"
Fecha: 1 de abril de 2011.
Tribunal: 6° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 27343-2010.
Materia: Accidente eléctrico provocó el fallecimiento de dos personas en faenas agrícolas.
Cuantía: M\$ 808.900.
Estado: Con fecha 19 de noviembre de 2014, se citó a oír sentencia.
- 33.1.02.- Nombre del Juicio: "Gálvez con Emelari"
Fecha: 15 de septiembre de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Arica.
Rol: 3420-14.
Materia: Demanda ejecutiva de cobro facturas entregadas en factoring.
Cuantía: M\$ 21.375.
Estado: Con fecha 16 de diciembre de 2014, se citó a las partes a oír sentencia.

Empresa Eléctrica de Iquique S.A.:

- 33.1.03.- Nombre del Juicio: "Oyanedel Villagra Yasna y otros con Eliqsa"
Fecha: 3 de abril de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado de Letras de Iquique.
Rol: 1929-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios por muerte por electrocución.
Cuantía: M\$ 350.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.04.- Nombre del Juicio: "Import Export Dignity Ltda. con Eliqsa"
Fecha: 12 de septiembre de 2014.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras de Iquique.
Rol: 1788-2014.
Materia: Indemnización de perjuicios por el emplazamiento de instalaciones eléctricas sin la autorización del propietario del inmueble.
Cuantía: M\$ 1.884.000.
Estado: Etapa de prueba.

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

- 33.1.05.- Nombre del Juicio: "Rivera con Elecda".
Fecha: 16 de octubre de 2009.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Antofagasta.

	Rol:	4790-2009
	Materia:	Accidente eléctrico con resultado de muerte ocurrido el 18 de septiembre de 2008, y que fue provocado por el contacto de un mástil de bandera con la línea energizada.
	Cuantía:	M\$ 200.000.
	Estado:	Con fecha 8 de octubre de 2013, se dictó sentencia definitiva rechazando la demanda en todas sus partes. Con fecha 6 de diciembre de 2013, la parte demandante interpuso recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta. Con fecha 3 de septiembre de 2014, se revocó la sentencia de primera instancia, acogiendo la demanda por el monto de M\$ 40.000. Con fecha 17 de septiembre de 2014, Elecda presentó un recurso de casación en el fondo, el que se encuentra pendiente de resolución.
33.1.06.-	Nombre del Juicio:	“Cortes Leonel con Elecda”.
	Fecha:	7 de octubre de 2014.
	Tribunal:	Juzgado del Trabajo de Antofagasta.
	Rol:	0-693-2014
	Materia:	Demanda despido indirecto y cobro de prestaciones laborales. Además se demanda indemnización de perjuicios por accidente del trabajo.
	Cuantía:	M\$ 93.079.
	Estado:	Etapas de discusión.
33.1.07.-	Nombre del Juicio:	“Elecda y otros con Endesa”.
	Fecha:	22 de septiembre de 2014.
	Tribunal:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14.689-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
	Cuantía:	No hay
	Estado:	Etapas de discusión.
33.1.08.-	Nombre del Juicio:	“Elecda y otros con Aes Gener”.
	Fecha:	5 de agosto de 2014.
	Tribunal:	22° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14.722-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 29 de junio de 2007.
	Cuantía:	No hay
	Estado:	Etapas de discusión.
33.1.09.-	Nombre del Juicio:	“Endesa con Elecda”.
	Fecha:	26 de noviembre de 2014.
	Arbitro:	Miguel Amunategui Monckeberg..
	Rol:	2080-2014
	Materia:	Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	No hay
	Estado:	Etapas de discusión.



33.1.10.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con Elecda".
Fecha: 5 de noviembre de 2014.
Arbitro: Miguel Amunategui Monckeberg..
Rol: 2147-2014
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 145.409.
Estado: Etapa de discusión.

Empresa Eléctrica de Atacama S.A.:

33.1.11.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola Iglesia Colorada con Emelat"
Fecha: 14 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Copiapó.
Rol: 4281-2011
Materia: Demanda civil de indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 177.701.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

33.1.12.- Nombre del Juicio: "Emelat y otros con Endesa".
Fecha: 22 de septiembre de 2014.
Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 14.689-2014
Materia: Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
Cuantía: No hay
Estado: Etapa de discusión.

33.1.13.- Nombre del Juicio: "Emelat y otros con Aes Gener".
Fecha: 5 de agosto de 2014.
Tribunal: 22° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 14.722-2014
Materia: Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 29 de junio de 2007.
Cuantía: No hay
Estado: Etapa de discusión.

33.1.14.- Nombre del Juicio: "Endesa con Emelat".
Fecha: 20 de noviembre de 2014.
Arbitro: Orlando Poblete Iturrate.
Rol: 2083-2014
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.
Cuantía: No hay
Estado: Etapa de discusión.

33.1.15.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con Emelat".
Fecha: 13 de noviembre de 2014.
Arbitro: Miguel Amunategui Monckeberg.
Rol: 2148-2014
Materia: Cumplimiento de contrato de suministro eléctrico con indemnización de perjuicios.



Cuantía: No hay
Estado: Etapa de discusión.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.:

- 33.1.16.- Nombre del Juicio: “Enelsa y otros con Colbún”.
Fecha: 18 de agosto de 2014.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 14692-2014
Materia: Nulidad de cláusula arbitral de dos contratos de suministros de fecha 30 de mayo de 2007.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.17.- Nombre del Juicio: “Fisco con Conafe”.
Fecha: 28 de diciembre de 2009.
Tribunal: 3º Juzgado de Letras de La Serena.
Rol: 4617-09
Materia: Cobro de pesos, basada en que el año 2005, la Dirección de Vialidad IV Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondería asumir.
Cuantía: M\$ 90.237.
Estado: Con fecha 4 de diciembre de 2013, la Corte Suprema rechazó el recurso de casación en el fondo, encontrándose pendiente el cumplimiento incidental de la sentencia definitiva.
- 33.1.18.- Nombre del Juicio: “Marcet con Conafe”.
Fecha: 27 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2º Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol: 7509-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de Conafe.
Cuantía: M\$ 57.400.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.19.- Nombre del Juicio: “Ahumada con Conafe”.
Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol: 7156-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla en instalaciones de Conafe.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.20.- Nombre del Juicio: “Tapia con Conafe”.
Fecha: 24 de enero de 2012.
Tribunal: 1º Juzgado Civil de La Serena.
Rol: 371-2012
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a caída de poste de Conafe.
Cuantía: M\$ 118.508.
Estado: Con fecha 9 de abril de 2013, se rechazó la demanda en todas

sus partes. Con fecha 10 de abril de 2013, la demandante presentó un recurso de apelación en la Corte de Apelaciones de La Serena el cual fue rechazado con fecha 22 de agosto de 2013. Posteriormente, con fecha 9 de septiembre de 2013, la demandante presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente resolución.

- 33.1.21.- Nombre del Juicio: "Espinoza con Conafe".
 Fecha: 30 de abril de 2012.
 Tribunal: Juzgado de Letras de La Ligua
 Rol: 434-2012
 Materia: Indemnización de perjuicios provocados por aparente electrocución de caballo de propiedad del demandante que se atribuye a instalaciones de Conafe.
 Cuantía: M\$ 59.000.
 Estado: Con fecha 27 de diciembre de 2013, se notificó sentencia de primera instancia que acogió demanda de primera instancia y condenó a Conafe al pago de M\$ 10.000.- por concepto de daño emergente y daño moral. Con fecha 9 de enero de 2014, Conafe presentó recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso. Con fecha 9 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones rechazó el recurso de apelación referido. Con fecha 29 de mayo de 2014, se presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.22.- Nombre del Juicio: "Fisco con Conafe".
 Fecha: 17 de abril de 2013.
 Tribunal: 3° Juzgado de Letras en lo Civil de Valparaíso.
 Rol: 3527-2012
 Materia: Cobro de pesos basada en que en el año 2011, la Dirección de Vialidad V Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondía asumir.
 Cuantía: M\$ 78.313.
 Estado: Término probatorio finalizado, se encuentra pendiente que la demandante solicite que se cite a las partes a oír sentencia.
- 33.1.23.- Nombre del Juicio: "Irazábal con Conafe".
 Fecha: 27 de junio de 2013.
 Tribunal: Juzgado de Letras de La Serena.
 Rol: 611-2013
 Materia: Indemnización de perjuicios provocados por fallecimiento en accidente eléctrico.
 Cuantía: M\$ 613.600.
 Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.24.- Nombre del Juicio: "Fisco con Conafe".
 Fecha: 2 de septiembre de 2013.
 Tribunal: 3° Juzgado de Letras en lo Civil de Valparaíso..
 Rol: 1940-2013
 Materia: Cobro de pesos basada en que en el año 2009, la Dirección de Vialidad V Región, habría asumido el costo del traslado de



		instalaciones de Conafe que no le correspondería asumir. M\$ 25.148. Etapa de discusión.
33.1.25.-	Nombre del Juicio: Fecha: Tribunal: Rol: Materia: Cuantía: Estado:	“Ricardi con Conafe”. 15 de julio de 2013. Primer Juzgado de Letras de Coquimbo. 925-2013 Indemnización de perjuicios provocados por lesiones en accidente eléctrico. M\$ 100.000. Etapa de discusión.
33.1.26.-	Nombre del Juicio: Fecha: Tribunal: Rol: Materia: Cuantía: Estado:	“Aguirre con Conafe”. 28 de noviembre de 2013. Segundo Juzgado de Letras de La Serena. 3752-2013 Se reclama indemnización por emplazamiento de línea eléctrica en propiedad particular. M\$ 30.000. Con fecha 24 de octubre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Con fecha 2 de diciembre, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de La Serena, el que se encuentra pendiente de resolución.
33.1.27.-	Nombre del Juicio: Fecha: Tribunal: Rol: Materia: Cuantía: Estado:	“Comunidad Edificio Couve con Conafe”. 2 de junio de 2014. 3° Juzgado de Letras de Viña del Mar. 447-2014 Se reclama indemnización por emplazamiento de línea eléctrica en propiedad particular.. M\$ 2.000.000. Etapa de discusión.
33.1.28.-	Nombre del Juicio: Fecha: Tribunal: Rol: Materia: Cuantía: Estado:	“Lobos con Servicios Topográficos y Conafe”. 16 de septiembre de 2014. Juzgado de Letras de Casablanca. 898-2014 Indemnización de perjuicios por fallecimiento de tercero en accidente eléctrico M\$ 258.100. Etapa de discusión.
33.1.29.-	Nombre del Juicio: Fecha: Tribunal: Rol: Materia: Cuantía: Estado:	“Fernandez con Conafe”. 24 de septiembre de 2014. 1° Juzgado de Policía Local de La Serena. 93.96-2014 Querrela infraccional y demanda civil por infracción a la Ley del Consumidor. M\$ 350.000. Audiencia de contestación, conciliación y prueba suspendido, para fallo de excepciones dilatorias.



- 33.1.30.- Nombre del Juicio: "Conafe y otros con Colbún".
Fecha: 18 de agosto de 2014.
Tribunal: 23° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 14692-2014.
Materia: Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 8 de agosto de 2003.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.31.- Nombre del Juicio: "CGE Distribución y Conafe con Fisco".
Fecha: 27 de diciembre de 2011.
Tribunal: 29° Juzgado de Letras de Santiago.
Rol: 36656-2011
Materia: Demanda de cobro de pesos por error administrativo. La deuda se origina por el error administrativo en la dictación del Decreto Supremo N° 125 de 2009 del Ministerio de Economía, que fijó precios de nudo, lo que significó una menor recaudación.
Cuantía: M\$ 687.300.
Estado: Por sentencia de fecha 31 de mayo de 2013, se rechazó la demanda en todas sus partes. Con fecha 20 de junio de 2013, Conafe presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado por sentencia de fecha 9 de diciembre de 2014. Dicha sentencia se encuentra ejecutoriada.

CGE Distribución S.A.:

CGE Distribución como continuadora legal de Emelectric.

- 33.1.32.- Nombre del Juicio: "Agrícola Esmeralda con Emelectric"
Fecha: 6 de octubre de 2011.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 2353-2011
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 5.034.580.
Estado: Con fecha 17 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda por M\$ 1.322.486. Con fecha 22 de octubre de 2014, Emelectric presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de San Miguel, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.33.- Nombre del Juicio: "Cisternas con Emelectric".
Fecha: 10 de julio de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 355-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 2.877.980.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.

- 33.1.34.- Nombre del Juicio: "Sucesión Gabriel Yañez con Emelectric".
Fecha: 5 de septiembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 506-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 3.014.350.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.35.- Nombre del Juicio: "Sociedad Agrícola Las Mercedes con Emelectric".
Fecha: 29 de noviembre de 2012.
Tribunal: Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 3184-2013
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 516.811.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.36.- Nombre del Juicio: "Municipalidad de El Monte con Emelectric".
Fecha: 13 de diciembre de 2012.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de San Bernardo.
Rol: 2642-2012
Materia: Demanda de nulidad absoluta de obligación de dar, y en subsidio, declaración del pago de lo no debido.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.37.- Nombre del Juicio: "Fuentes con Emelectric".
Fecha: 9 de enero de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 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.
- 33.1.38.- Nombre del Juicio: "Fisco con Emelectric".
Fecha: 9 de julio de 2013.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
Rol: 3701-2013
Materia: Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 71.956.
Estado: Período de discusión.
- 33.1.39.- Nombre del Juicio: "Castro con Emelectric".
Fecha: 18 de junio de 2013.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Santa Cruz.
Rol: 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: Con fecha 4 de diciembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que acoge la demanda parcialmente, condenando a Emelectric a pagar una indemnización por constitución de servidumbre, cuya valorización se difiere para la ejecución de la sentencia. Con fecha 22 de diciembre de 2014, Emelectric presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Rancagua, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.40.- Nombre del Juicio: "Inversiones, Asesorías y Capacitación Castellano Ltda. con Emelectric".
- Fecha: 14 de octubre de 2013.
- Tribunal: Juzgado de Letras de Litueche.
- Rol: 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.
- 33.1.41.- Nombre del Juicio: "Aravena Aravena, Ana con Emelectric".
- Fecha: 14 de noviembre de 2013.
- Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
- Rol: 89-2013
- Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en el predio de la demandante.
- Cuantía: M\$ 222.125.
- Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.42.- Nombre del Juicio: "Quiroz con Emelectric".
- Fecha: 3 de diciembre de 2013.
- Tribunal: Juzgado Civil de Cauquenes.
- Rol: 559-2013
- Materia: Indemnización de perjuicios por incendio en predio de la demandante.
- Cuantía: M\$ 173.000.
- Estado: Etapa de prueba finalizada, con diligencias pendientes.
- 33.1.43.- Nombre del Juicio: "Fisco con Emelectric".
- Fecha: 16 de diciembre de 2013.
- Tribunal: 2° Juzgado Civil de Rancagua.
- Rol: 8341-2013
- Materia: Demanda en juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
- Cuantía: M\$ 41.677.
- Estado: Etapa de prueba
- 33.1.44.- Nombre del Juicio: "Torres con Viña San Pedro y Emelectric".
- Fecha: 2 de septiembre de 2013.
- Tribunal: 15° Juzgado de Letras en lo Civil de Santiago.
- Rol: 12498-2013
- Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por fallecimiento



- por electrocución.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Con fecha 22 de septiembre de 2014, se citó a las partes a oír sentencia.
- 33.1.45.- Nombre del Juicio: "Alvarez Vergara y otros con Emelectric".
Fecha: 2 de enero de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras en lo Civil de Molina.
Rol: 2654-13
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 49.516.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.46.- Nombre del Juicio: "Aseguradora Magallanes con CGE Distribución y Emelectric".
Fecha: 2 de enero de 2014.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 5334-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: MUS\$ 640,7.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.47.- Nombre del Juicio: "Aseguradora Magallanes con CGE Distribución y Emelectric".
Fecha: 2 de enero de 2014.
Tribunal: 28° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 5335-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: MUF 3,1.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.48.- Nombre del Juicio: "Yañez Pedro y otros con Emelectric".
Fecha: 11 de octubre de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 679-2013
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 1.458.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.49.- Nombre del Juicio: "Ruz y otro con Emelectric".
Fecha: 7 de junio de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Cauquenes.
Rol: 430-2013
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.



- 33.1.50.- Nombre del Juicio: "Sociedad Forestal con Emelectric y CGE Distribución."
Fecha: 7 de mayo de 2014.
Tribunal: 20° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 20018-2013
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 405.762.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.51.- Nombre del Juicio: "Padilla y otros con Emelectric."
Fecha: 7 de mayo de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras y Garantía de Litueche.
Rol: 12-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio de los demandantes.
Cuantía: M\$ 74.401.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.52.- Nombre del Juicio: "Fisco con Emelectric."
Fecha: 7 de agosto de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 957-2014
Materia: Demanda de juicio de hacienda por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
Cuantía: M\$ 121.616.
Estado: Período de discusión.
- 33.1.53.- Nombre del Juicio: "González con Emelectric."
Fecha: 13 de mayo de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1330-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
Cuantía: M\$ 2.836.487.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.54.- Nombre del Juicio: "Baltierra con Emelectric."
Fecha: 16 de junio de 2014.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1684-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
Cuantía: M\$ 698.628.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.55.- Nombre del Juicio: "Céspedes con Emelectric."
Fecha: 23 de junio de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1791-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
Cuantía: M\$ 48.335.
Estado: Etapa de discusión.



- 33.1.56.- Nombre del Juicio: "Forestal Los Molinos con Emelectric."
Fecha: 9 de septiembre de 2014.
Tribunal: 1° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1079-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
Cuantía: M\$ 448.914.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.57.- Nombre del Juicio: "Manzo Carrasco con Emelectric."
Fecha: 8 de octubre de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Melipilla.
Rol: 2661-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por incendio ocurrido en predio del demandante.
Cuantía: M\$ 21.258.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.58.- 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: 373-2013
Materia: Demanda de cobro de pesos por error en la facturación mensual.
Cuantía: M\$ 278.501.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.59.- Nombre del Juicio: "Emelectric con Sociedad El Ranchillo Uno Limitada".
Fecha: 9 de octubre de 2013.
Tribunal: 1° Juzgado de Policía Local de Santiago.
Rol: 18971-2013
Materia: Infracción a la Ley N° 19983, en cuanto a la falta de recepción de una factura.
Cuantía: M\$ 64.221.
Estado: Con fecha 22 de septiembre de 2014, se dictó sentencia definitiva que rechazó la demanda, sin costas. Con fecha 17 de octubre de 2014, Emelectric presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.60.- Nombre del Juicio: "Emelectric con Sociedad El Ranchillo Uno Limitada".
Fecha: 29 de julio de 2014.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 373-2013
Materia: Demanda de cumplimiento de contrato, con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 75.574.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.61.- Nombre del Juicio: "Emelectric y otros con Endesa".
Fecha: 22 de septiembre de 2014.
Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 14689-2014



- Materia: Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.62.- Nombre del Juicio: “Emelectric y otros Aes Gener”.
Fecha: 5 de agosto de 2014.
Tribunal: 22° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 14722-2014
Materia: Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 29 de junio de 2007.
Cuantía: No hay.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.63.- Nombre del Juicio: “Endesa con Emelectric”.
Fecha: 26 de noviembre de 2014.
Arbitro: Miguel Amunategui Monckeberg.
Rol: 2082-2014
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.64.- Nombre del Juicio: “Aes Gener con Emelectric”.
Fecha: 6 de noviembre de 2014.
Arbitro: Orlando Poblete Iturrate.
Rol: 2150-2014
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 5.467.351.
Estado: Etapa de discusión.

CGE Distribución como continuadora legal de Emetal.

- 33.1.65.- Nombre del Juicio: “Agrícola San José Ltda. con Emetal”.
Fecha: 5 de abril de 2012.
Tribunal: 1º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 820-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por incendio.
Cuantía: M\$ 1.485.602.
Estado: Con fecha 30 de mayo de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que condenó a Emetal a pagar M\$ 638.540. Con fecha 25 de junio de 2014, se presentaron recursos de casación en la forma y apelación ante la Corte de Apelaciones de Talca, los que se encuentran pendiente de resolución.
- 33.1.66.- Nombre del Juicio: “Andrade, José Miguel con Emetal”.
Fecha: 12 de marzo de 2012.
Tribunal: 4º Juzgado de Letras en lo Civil de Talca.
Rol: 503-2012
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por electrocución de caballo.



	Cuantía:	M\$ 30.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.67.-	Nombre del Juicio:	“Verdugo y otros con Emetal”.
	Fecha:	4 de junio de 2014.
	Tribunal:	Juzgado de Policía Local de San Clemente.
	Rol:	903-2014
	Materia:	Denuncia y demanda por infracción a la Ley de Protección a Derechos del Consumidor.
	Cuantía:	M\$ 134.000.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.68.-	Nombre del Juicio:	“Emetal y otros con Endesa”.
	Fecha:	22 de septiembre de 2014.
	Tribunal:	7° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14689-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.69.-	Nombre del Juicio:	“Emetal y otros con Aes Gener”.
	Fecha:	5 de agosto de 2014.
	Tribunal:	22° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14722-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de junio de 2007.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.70.-	Nombre del Juicio:	“Endesa con Emetal”.
	Fecha:	25 de septiembre de 2014.
	Arbitro:	Francisco Orrego Vicuña.
	Rol:	2081-2014
	Materia:	Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	Indeterminada.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.71.-	Nombre del Juicio:	“Aes Gener con Emetal”.
	Fecha:	6 de noviembre de 2014.
	Arbitro:	Orlando Poblete Iturrate.
	Rol:	2149-2014
	Materia:	Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 349.414.
	Estado:	Etapa de discusión.



Juicios propios de CGE Distribución.

- 33.1.72.- Nombre del Juicio: "Miranda con CGE Distribución S.A."
Fecha: 19 de septiembre de 2007.
Tribunal: 1° Civil de Concepción.
Rol: 4385-2007
Materia: Indemnización de perjuicios por término de contrato de construcción de instalaciones eléctricas.
Cuantía: M\$ 113.000.
Estado: Con fecha 23 de junio de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que acogió la demanda sólo en cuanto se ordenó pagar la suma de M\$ 10.960. Con fecha 4 de julio de 2014, CGED presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Concepción, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.73.- Nombre del Juicio: "Colil Almendra con CGE Distribución S.A."
Fecha: 7 de mayo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Coronel.
Rol: 72915-2010
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. Con fecha 26 de septiembre de 2013, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Concepción, que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.74.- Nombre del Juicio: "Montero con CGED."
Fecha: 19 de enero de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
Rol: 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: Período de discusión.
- 33.1.75.- Nombre del Juicio: "Ustovic con CGED."
Fecha: 4 de enero de 2013.
Tribunal: Juzgado de Letras de Villarrica.
Rol: 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: Con fecha 31 de marzo de 2014, se dictó sentencia de primera instancia, condenando a CGE Distribución al pago de una indemnización por franja de servidumbre ascendente a M\$ 12.729. Con fecha 30 de mayo de 2014, CGE Distribución presentó recurso de casación en la forma y apelación ante la Corte de Apelaciones de Temuco. Con fecha 26 de

septiembre de 2014, la referida Corte de Apelaciones rechazó los recursos presentados. Con fecha 14 de octubre de 2014, CGE Distribución presentó un recurso de casación en el fondo, que se encuentra pendiente de resolución por la Corte Suprema.

- 33.1.76.- Nombre del Juicio: "Díaz con CGED."
Fecha: 30 de julio de 2012.
Tribunal: 22º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 16774-2012
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 250.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.77.- Nombre del Juicio: "Sánchez con CGED."
Fecha: 12 de septiembre de 2012.
Tribunal: 15º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 17694-2012
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio de un inmueble de propiedad de la demandante.
Cuantía: M\$ 120.887.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes.
- 33.1.78.- Nombre del Juicio: "Restaurante Parrilladas a la Argentina con CGED."
Fecha: 7 de enero de 2013.
Tribunal: 10º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 19056-2012
Materia: Indemnización de perjuicios por daños en artefactos eléctricos al reponer el servicio eléctrico.
Cuantía: M\$ 26.000.
Estado: Con fecha 18 de diciembre de 2013, el tribunal de primera instancia dictó sentencia que acogió la demanda por M\$ 490, lo que a la fecha no se ha notificado.
- 33.1.79.- Nombre del Juicio: "Guajardo con Lizama"
Fecha: 2 de agosto de 2013.
Tribunal: 2º Juzgado de Letras de Buin.
Rol: 66-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$ 229.000.
Estado: Con fecha 1 de agosto de 2014, se citó a las partes a oír sentencia..
- 33.1.80.- Nombre del Juicio: "Moncada con CGED."
Fecha: 24 de julio de 2013.
Tribunal: 23º Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 9386-2013.
Materia: Indemnización de perjuicios provocado por contacto de un tercero con líneas de propiedad de CGED.
Cuantía: M\$ 526.000.
Estado: Con fecha 17 de diciembre de 2014, se dictó sentencia de

primera instancia que rechazó la demanda, encontrándose pendiente la notificación a las partes.

- 33.1.81.- Nombre del Juicio: "Fisco con CGED."
 Fecha: 12 de noviembre de 2013.
 Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 10037-2013.
 Materia: Demanda de cobro de pesos por reembolso de pago por traslado de instalaciones.
 Cuantía: M\$ 306.320.
 Estado: Período de discusión.
- 33.1.82.- Nombre del Juicio: "Edith Pizarro y otro con CGED."
 Fecha: 23 de diciembre de 2013.
 Tribunal: 2° Juzgado de Policía Local de Rancagua.
 Rol: 138451-2013.
 Materia: Querrela infraccional y demanda civil de indemnización de perjuicios por suspensión de suministro eléctrico.
 Cuantía: M\$ 36.000.
 Estado: Con fecha 28 de abril de 2014, se citó a las partes a oír sentencia.
- 33.1.83.- Nombre del Juicio: "Ulloa con CGED."
 Fecha: 16 de diciembre de 2013.
 Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.
 Rol: 267-2013.
 Materia: Indemnización de perjuicios basada en caída de poste sobre vehículo demandante.
 Cuantía: M\$ 100.000.
 Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.84.- Nombre del Juicio: "Catalán con CGED."
 Fecha: 15 de noviembre de 2012.
 Tribunal: 7° Juzgado Civil de Santiago.
 Rol: 38597-2011.
 Materia: Indemnización de perjuicios por problemas de atención comercial.
 Cuantía: M\$ 28.000.
 Estado: Con fecha 11 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Pendiente notificación de CGED
- 33.1.85.- Nombre del Juicio: "Lucas con CGED."
 Fecha: 3 de enero de 2014.
 Tribunal: Juzgado de Letras de Villarrica.
 Rol: 673-2013.
 Materia: Indemnización de perjuicios basado en conexiones de servicios en inmueble del demandante sin autorización de éste.
 Cuantía: M\$ 200.000.
 Estado: Con fecha 11 de noviembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Con fecha 26 de noviembre de 2014, la parte demandante presentó un



recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Temuco, el cual se encuentra pendiente de resolución.

- 33.1.86.- Nombre del Juicio: "Ingeniería Paviol con CGED."
Fecha: 27 de enero de 2014.
Tribunal: 25° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 17455-13.
Materia: Juicio ejecutivo que intenta el cumplimiento de sentencia arbitral.
Cuantía: M\$ 50.828.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.87.- Nombre del Juicio: "Illanes con CGED."
Fecha: 14 de enero de 2014.
Tribunal: 22° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 17914-2013.
Materia: Demanda por accidente eléctrico provocado por contacto de tercero con líneas de propiedad de CGE Distribución.
Cuantía: M\$ 424.000.
Estado: Con fecha 30 de septiembre de 2014, se dictó sentencia definitiva que rechazó la demanda. Con fecha 13 de octubre de 2014, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, el que fue rechazado con fecha 18 de diciembre de 2014. Se encuentra pendiente el plazo para que la demandante presente un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema.
- 33.1.88.- Nombre del Juicio: "Ojeda Fuentes con CGED."
Fecha: 27 de enero de 2014.
Tribunal: 21° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 20193-13.
Materia: Demanda por accidente eléctrico provocado por contacto de tercero con líneas de propiedad de CGE Distribución.
Cuantía: M\$ 300.000.
Estado: Etapa de prueba.
- 33.1.89.- Nombre del Juicio: "Caamaño con CGE Distribución."
Fecha: 11 de marzo de 2014.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Concepción.
Rol: 7126-2013.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones de CGED en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 70.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.90.- Nombre del Juicio: "Inocenti con CGE Distribución."
Fecha: 14 de mayo de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Concepción.
Rol: 1073-2014.
Materia: Indemnización de perjuicios por demora en cambio de tarifa de BT3 a BT1.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.



- 33.1.91.- Nombre del Juicio: "Araya, Sara con CGE Distribución."
Fecha: 24 de abril de 2014.
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Talca.
Rol: 1123-2014.
Materia: Indemnización de perjuicios por servidumbre.
Cuantía: M\$ 40.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.92.- Nombre del Juicio: "Landaeta Navarrete con CGE Distribución."
Fecha: 15 de junio de 2014.
Tribunal: 15° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 11419-2014.
Materia: Demanda de Indemnización de perjuicios por existencia de instalaciones de CGED en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 158.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.93.- Nombre del Juicio: "Las Minillas S.A. con CGE Distribución."
Fecha: 17 de diciembre de 2013.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 19686-2013.
Materia: Demanda cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 60.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.94.- Nombre del Juicio: "Agrícola y Forestal Flor del Lago S.A. con CGE Distribución."
Fecha: 23 de diciembre de 2014.
Tribunal: Juzgado de Letras de Villarrica.
Rol: 488-14.
Materia: Demanda de indemnización de perjuicios por poda de árboles no autorizada.
Cuantía: M\$ 56.078.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.95.- Nombre del Juicio: "CGED con Municipalidad de Buin."
Fecha: 18 de enero de 2013.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras de Buin.
Rol: 66-2013
Materia: Demanda cumplimiento de contrato de alumbrado público con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 1.227.291.
Estado: Con fecha 21 de diciembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda. Con fecha 21 de diciembre de 2014, CGED presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de San Miguel, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.96.- Nombre del Juicio: "CGED con Municipalidad de Buin."
Fecha: 18 de enero de 2013.
Tribunal: 2° Juzgado de Letras de Buin.
Rol: 67-2013

	Materia:	Demanda de cobro de pesos.
	Cuantía:	M\$ 601.332.
	Estado:	Con fecha 20 de noviembre de 2014, se dictó sentencia que acogió la demanda contra la Municipalidad. Con fecha 18 de diciembre de 2014, la Municipalidad presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de San Miguel, el que se encuentra pendiente de resolución.
33.1.97.-	Nombre del Juicio:	“CGED con Municipalidad de Talagante.”
	Fecha:	30 de junio de 2014.
	Tribunal:	1° Juzgado Civil de Talagante.
	Rol:	640-2014
	Materia:	Cumplimiento de contrato de reposición de luminarias para alumbrado público, con indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	MUF 22,8.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.98.-	Nombre del Juicio:	“CGED con Sun Chemical Chile S.A.”
	Fecha:	5 de agosto de 2014.
	Tribunal:	25° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	16651-2014
	Materia:	Demanda de cumplimiento de contrato de indemnización de perjuicios.
	Cuantía:	M\$ 118.293.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.99.-	Nombre del Juicio:	“CGED con Endesa.”
	Fecha:	5 de agosto de 2014.
	Tribunal:	4° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14721-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contratos de suministros de fecha 11 de junio de 2007, 13 de julio de 2009 y 18 de noviembre de 2009.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.100.-	Nombre del Juicio:	“CGED con Aes Gener.”
	Fecha:	19 de agosto de 2014.
	Tribunal:	14° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14708-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 27 de diciembre de 2012.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapa de discusión.
33.1.101.-	Nombre del Juicio:	“CGED con Cobún.”
	Fecha:	18 de agosto de 2014.
	Tribunal:	23° Juzgado Civil de Santiago.
	Rol:	14692-2014
	Materia:	Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 31 de mayo de 2007.
	Cuantía:	No hay.
	Estado:	Etapa de discusión.



- 33.1.102.- Nombre del Juicio: "CGED con Empresa Eléctrica Diego de Almagro."
Fecha: 5 de septiembre de 2014.
Tribunal: 19° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 19876-2014
Materia: Nulidad de cláusula arbitral de contrato de suministro de fecha 30 de diciembre de 2009.
Cuantía: No hay.
Estado: Para notificar demanda.
- 33.1.103.- Nombre del Juicio: "CGE Distribución S.A. con Industrial y Minera Los Esteros de Marga Marga S.A."
Fecha: 3 de diciembre de 2014.
Tribunal: 30° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 26929-2014
Materia: Demanda de cumplimiento de contrato con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 47.603.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.104.- Nombre del Juicio: "Colbún S.A. con CGE Distribución S.A."
Fecha: 10 de noviembre de 2014.
Arbitro: Francisco Orrego Vicuña.
Rol: 2103-2014
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 2.507.692.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.105.- Nombre del Juicio: "Endesa con CGE Distribución S.A."
Fecha: 29 de octubre de 2014.
Arbitro: Andrés Cuneo Macchiavello.
Rol: 2142-2014
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.106.- Nombre del Juicio: "Aes Gener con CGE Distribución S.A."
Fecha: 29 de octubre de 2014.
Arbitro: Andrés Cuneo Macchiavello.
Rol: 2151-2014
Materia: Cumplimiento de contratos de suministro de energía eléctrica con indemnización de perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Etapa de discusión.

Transnet S.A.:

- 33.1.107.- Nombre del Juicio: "Quidel con Transnet"
Fecha: 14 de junio de 2011.
Tribunal: 2° Juzgado Civil de Temuco.



- Rol: 2978-2011
Materia: Reclamación de perjuicios eventualmente causados por instalaciones de propiedad de la demandada.
Cuantía: M\$ 400.000.
Estado: Con fecha 5 de septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda contra Transnet. Con fecha 29 de octubre de 2014, la demandante presentó un recurso de apelación ante la Corte de Apelaciones de Temuco, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.1.108.- Nombre del Juicio: "Vega con Transnet"
Fecha: 22 de septiembre de 2014.
Tribunal: 16° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 17216-2014
Materia: Indemnización de perjuicios por existir instalaciones de Transnet en predio de la demandante.
Cuantía: M\$ 50.000.
Estado: Etapa de discusión.
- 33.1.109.- Nombre del Juicio: "CGE Transmisión con Eléctrica Panguipulli S.A."
Fecha: 13 de septiembre de 2007.
Tribunal: 18° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 19483-2007
Materia: Cobro de peaje por uso de instalaciones de Transnet de conformidad al "Contrato de Peaje Básico"
Cuantía: Se demandó la suma de M\$ 645.027 y el pago de todos los peajes que se devenguen por el uso de las instalaciones de Transnet desde la presentación de la demanda. Por otro lado Panguipulli demandó reconvenzionalmente la suma de M\$ 2.278.116.
Estado: Con fecha 14 de octubre de 2011, se rechazaron la demanda principal y reconvenzional. Con fecha 28 de noviembre y 23 de diciembre de 2011, las partes demandada y demandante presentaron, respectivamente, recursos de apelaciones contra la sentencia referida ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 11 de junio de 2014, la Corte de Apelaciones de Santiago acogió el recurso de apelación presentado por Transnet, ordenando a Panguipulli pagar a la demandante la cantidad de M\$ 645.027. Con fecha 26 de junio de 2014, Transnet presentó un recurso de aclaración que tiene por objeto que la Corte de Apelaciones se refiera expresamente a la cantidad relativa el peaje básico que se devengó con posterioridad a la presentación de la demanda, el que fue rechazado 14 de julio de 2014. Asimismo, con fecha 27 de junio de 2014, Transnet presentó un recurso de casación en el fondo ante la Corte Suprema. Por su parte, la demandada presentó un recurso de casación en el fondo ante el referido tribunal con fecha 28 de junio de 2014. Ambos recursos se encuentran pendientes de resolución.



Inversiones y Gestión S.A.

33.1.110.- Nombre del Juicio: "Campaña y otros con Inmobiliaria General y Otro"
Fecha: 16 de enero de 2012.
Tribunal: 6° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 39741-2011
Materia: Demanda colectiva fundada en la Ley General de Urbanismo y Construcciones por supuestos vicios de construcción.
Cuantía: Indeterminada. En el probatorio del juicio deberán acreditar los daños materiales que concretan los conceptos reclamados.
Estado: Etapa de prueba finalizada con diligencias pendientes. Con fecha 30 de abril de 2014, se presentaron desistimientos correspondientes a 19 demandantes, los cuales fueron resueltos con fecha 2 de mayo de 2014 favorablemente por el tribunal. Atendido lo anterior, queda pendiente el juicio respecto a 7 demandantes.

Gasco S.A.

33.1.111.- Nombre del Juicio: "Gasco con Gasic."
Fecha:
Tribunal: Juzgado de Letras y Garantía de Puerto Natales.
Rol: C-243-2013
Materia: Constitución de servidumbre e indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 506.438.
Estado: Juicio sumarísimo. Designado Perito.

Metrogas S.A.

33.1.112.- Nombre del Juicio: "Transportadora de Gas del Norte S.A. c/Metrogas S.A."
Fecha:
Tribunal: Juzgado Nacional Primera Instancia en lo Civil y Comercial Federal N° 5 República Argentina
Rol: 7026-2011
Materia: Cumplimiento de Contrato.
Cuantía: MUS\$ 37.211
Estado: Demanda ordinaria por cumplimiento de contrato deducida por Transportadora de Gas del Norte S.A. en contra de Metrogas S.A. reclamando el pago de facturas emitidas por la demandante por concepto de servicios de transporte de gas natural prestados a Metrogas S.A.
Con fecha 12 de agosto de 2013 se dispuso la remisión de los Expedientes N° 825/2009 (caratulado "Metrogas S.A. (Chile) c/ TGN S.A. s/ proceso de conocimiento) y N° 7.026/2011 (caratulado TGN S.A. c/ Metrogas S.A. (Chile) s/ cumplimiento de contrato) al Juzgado en lo Contencioso Administrativo Federal N° 10, Secretaría N° 19.
Se rechazó la solicitud de acumulación de ambos

expedientes frente a lo cual se presentó recurso de Apelación para la revisión de dicha resolución. La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal resolvió el recurso de Apelación interpuesto por Metrogas y confirmó la resolución de primera instancia que había denegado la acumulación del expediente con la acción declarativa.

Radicado en la Justicia en lo Civil y Comercial Federal, en primera instancia se rechazó la excepción de incompetencia opuesta por Metrogas. Esta resolución fue apelada por Metrogas, encontrándose en trámite de asignación a una de las salas de la alzada para su resolución.

- 33.1.113.- Nombre del Juicio: "Metrogas S.A. con TGN proceso de conocimiento"
Fecha:
Tribunal: Juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 10.
Rol: 825-2009
Materia: Acción declarativa.
Cuantía: Sin monto.
Estado: Metrogas S.A. inició una acción meramente declarativa contra Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN") a efectos que se declare que las disposiciones contenidas en el Decreto N° 689/02 resultan aplicables exclusivamente a las tarifas de transporte que TGN percibe de Metrogas S.A. por el transporte dentro del territorio de la República Argentina de los volúmenes de gas natural que luego sean efectivamente exportados.
Teniendo en cuenta lo fallado por la Cámara Nacional de Apelaciones, el proceso no podrá acumularse con el expediente N° 7026-2011, y deberá continuar su trámite por separado.
Sin perjuicio de ello y, en la medida en que la justicia competente en el Expte. 7.026-2011 requiere tener a la vista la acción iniciada por Metrogas para, entre otras cosas, resolver la excepción de litispendencia allí opuesta por Metrogas, el expediente está reservado en la Justicia en lo Civil y Comercial Federal a esos efectos, no registrándose movimientos desde el último informe.
- 33.1.114.- Nombre del Juicio: "Metrogas S.A. con Total Austral S.A. Wintershall Energía S.A. y Pan American LLC – Sucursal Argentina"
Fecha:
Tribunal: Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.
Rol: 19465/CA
Materia: Demanda por daños y perjuicios.
Cuantía: MUS\$ 241.476.
Estado: El 12 de agosto de 2014, Metrogas presentó su memorial de demanda, conjuntamente con la prueba documental, testimonial y pericial. Con fecha 25 de noviembre presentó su renuncia el Presidente del Tribunal. Aún no ha sido designado un nuevo presidente..



- 33.1.115.- Nombre del Juicio: "Pan American Energy LLC con Metrogas S.A."
Fecha:
Tribunal: Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.
Rol: 19616/CA
Materia: Demanda por incumplimiento contractual más daños y perjuicios.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Pan American Energy LLC – Sucursal Argentina ("PAE") presentó demanda arbitral en contra de Metrogas S.A. ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (la "Corte") con sede en París, Francia. PAE demanda que toda controversia entre las partes se resuelva según el Acuerdo firmado en el año 2007. Además solicita que el Tribunal declare que Metrogas ha incurrido en presuntos incumplimientos contractuales y que esta última reembolse a PAE todos los costos, costas, honorarios y demás gastos del presente arbitraje. Metrogas contestó demanda y la Corte designó como Arbitro del proceso al Presidente del Tribunal Arbitral en el Arbitraje CCI N° 19465. Frente a esto PAE recusó la designación, cuestión que fue fallada en contra. En fecha 24 de septiembre, Metrogas presentó el Memorial de Dúplica. A mediados de noviembre tuvieron lugar las audiencias de prueba y el 25 de ese mes renunció el Árbitro Único. A la fecha no ha sido designado su reemplazante. La última orden procesal consistió en suspender el calendario provisional, razón por la cual no se presentaron los escritos de conclusiones finales y habrá de estarse a la decisión del nuevo árbitro en lo relativo a la necesidad de retrotraer o no alguna instancia del proceso.

Gasco GLP S.A.

- 33.1.116.- Nombre del Juicio: "Fentragas y Otros con Gasco S.A. y con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 2° Juzgado del Trabajo de Santiago.
Rol: 0-4655-2012
Materia: Cobro prestaciones laborales.
Cuantía: M\$ 24.500.
Estado: Sentencia condenatoria de primera instancia. Pendiente plazo para interposición de recurso ante Corte Suprema.
- 33.1.117.- Nombre del Juicio: "Soto Moya, Gerardo con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 3° Juzgado Civil de Santiago.
Rol: 3939-2013
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 700.000.
Estado: El 1 de diciembre se dictó sentencia favorable a Gasco GLP S.A. Pendiente plazo para deducir recursos.



- 33.1.118.- Nombre del Juicio: "Arredondo y otros con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 3° Juzgado de Policía Local de Valparaíso.
Rol: 8511-2014
Materia: Querrela infraccional Ley Protección del Consumidor.
Cuantía: UTM 750.
Estado: En primera instancia tribunal rechazó íntegramente la querrela infraccional y demanda de indemnización de perjuicios. Actualmente la causa está siendo ventilada ante la Corte de Apelaciones, pendiente su vista.
- 33.1.119.- Nombre del Juicio: "Jorge Alejandro Zuñiga Acosta con Gasco GLP S.A."
Fecha:
Tribunal: 1° Juzgado de Letras del Trabajo de Santiago.
Rol: 0-5568-2014
Materia: Demanda por despido injustificado e improcedente, nulidad del despido.
Cuantía: M\$ 28.000.
Estado: Audiencia preparatoria fijada para el 29 de enero de 2015.

Gas Sur S.A.

- 33.1.120.- Nombre del Juicio: "Municipalidad de Concepción y Gas Sur S.A."
Fecha:
Tribunal: 1° y 2° Juzgado de Policía Local de Concepción.
Rol: 103-2010
Materia: Multas por rotura de calles.
Cuantía: M\$ 117.550.
Estado: Pendiente de resolución.
- 33.1.121.- Nombre del Juicio: "Comunidad Edificio Cerro Amarillo y Gas Sur S.A."
Fecha:
Tribunal: Juzgado de Talcahuano.
Rol:
Materia: Indemnización de perjuicios.
Cuantía: M\$ 6.500.000.
Estado: Contestada la demanda por Gas Sur. Pendiente notificar restantes demandados.

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

- 33.1.122.- Nombre del Juicio: "Carlos Cañon Cujer y Otros con Unigas"
Fecha:
Tribunal: 1° Juzgado Circuito de Ibagué (T).
Rol:
Materia: Proceso por responsabilidad civil extracontractual.
Cuantía: M\$ 106.400.
Estado: Período probatorio.



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

33.2.- Sanciones administrativas:

Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.:

- 33.2.01.- Con fecha 3 de febrero de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 190 impuso a Elecda una multa ascendente a 66 UTA, por incumplimiento de índices de continuidad de suministro en el período diciembre de 2008 – noviembre de 2009. Elecda interpuso un recurso de reposición el 20 de febrero de 2012, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.02.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02406, impuso una multa de 370 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Con fecha 15 de enero de 2014, fue interpuesto recurso de reposición ante la SEC, el que se encuentra pendiente de resolución.
- 33.2.03.- Con fecha 2 de septiembre de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 4920, impuso una multa de 700 UTM por sobrecarga y en consecuencia falta de mantenimiento, por falla ocurrida en S/E La portada de Antofagasta el día 8 de junio de 2014. Con fecha 11 de septiembre de 2014, se presentó recurso de reposición y jerárquico. Con fecha 24 de septiembre y 29 de octubre de 2014, se rechazaron tanto el recurso de reposición como el jerárquico, respectivamente. Con fecha 20 de noviembre de 2014, se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el cual está pendiente de resolución.
- 33.2.04.- Adicionalmente, existen 12 multas impuestas por la Dirección Regional de Antofagasta de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, las que se encuentran actualmente en revisión por parte de la misma autoridad administrativa por haber sido impugnadas. El monto total de estas multas alcanzan la suma de 2.444 UTM.

Empresa Eléctrica Transemel S.A.:

- 33.2.05.- Con fecha 15 de octubre de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 5491, impuso una multa de 1.000 UTM por demora en los trabajos programados el día 6 de julio de 2014, en la Línea 100 KV S/E Salar – S/E Calama, quedando 42.799 clientes sin suministro de energía eléctrica en la comuna de Calama por aproximadamente 11,55 horas continuas. Con fecha 4 de diciembre de 2014, se presentó reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Antofagasta, el cual está pendiente de resolución.

Empresa Eléctrica Atacama S.A.:

- 33.2.06.- Con fecha 2 de enero de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 02407, impuso una multa de 14.370 UTM por incumplimiento de lo dispuesto por el artículo 131 del DFL N° 4, de 2006, del



Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Con fecha 15 de enero de 2014, se interpuso contra dicha resolución recurso de reposición ante la SEC, el que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución S.A.:

- 33.2.07.- Con fecha 28 de julio de 2014, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta Número 4397-2014, aplicó a CGE Distribución por falta de poda en alimentadores ascendente a 650 UTM. Con fecha 15 de agosto de 2014, se presentó un recurso de reposición el cual fue rechazado mediante Resolución Exenta N° 4837, de 27 de agosto de 2014. Se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Rancagua con fecha 4 de noviembre de 2014, la cual se encuentra pendiente de resolución. Dicha corte acogió parcialmente la reclamación mediante sentencia de 1 de diciembre de 2014, rebajando la multa interpuesta a un monto de 325 UTM, cuyo pago se encuentra pendiente
- 33.2.08.- Con fecha 2 de mayo de 2014, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 16-2014, impuso una multa de 870 UTM por cambio en la opción tarifaria a cliente no autorizado y entrega de información errónea. Con fecha 1 de agosto de 2014, se acogió parcialmente un recurso jerárquico, rebajando la multa referida a 570 UTM. Se encuentra pendiente el pago de dicha multa..

CGE Distribución como continuador de Emelectric.

- 33.2.09.- 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. Con fecha 15 de enero de 2014, se presentó un recurso de reposición contra dicha resolución, que se encuentra pendiente de resolución.

CGE Distribución como continuador de Emetal.

- 33.2.10.- 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. Con fecha 15 de enero de 2014, Emetal interpuso recurso de reposición ante la SEC, cuya resolución se encuentra aún pendiente.

Transnet S.A.:

- 33.2.11.- Con fecha 16 de enero de 2009, La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Resolución Exenta N° 84-2009, aplicó a Transnet una sanción ascendente a 50 UTA, por la presunta responsabilidad en la falla que afectó la línea de 154 KV Charrúa-Los Angeles-Santa Fe el día 10 de febrero de 2007, afectando los consumos suministrados desde una serie de subestaciones. En contra de dicha resolución se presentó un recurso de reposición el 2 de febrero de 2009, cuya resolución por parte de referida Superintendencia se encuentra pendiente.



33.2.12.- Con fecha 12 de septiembre de 2012, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 158 - Bio Bio, aplicó a Transnet S.A. una sanción ascendente a 800 UTM, por un presunto incumplimiento de su obligación de mantener en buen estado sus instalaciones, en relación con la operación de una protección de la Subestación Curanilahue, con ocasión de una falla en el tramo de línea de 66 Kv. Tres Pinos – Lebu, de fecha 17 de noviembre de 2011. Con fecha 8 de octubre de 2012, se presentó reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la que se encuentra pendiente de resolución.

33.3.- Sanciones.

33.3.1.- De la Superintendencia de Valores y Seguros.

El Grupo CGE, sus subsidiarias, los Directores y Ejecutivos de las empresas que componen el Grupo CGE, no han sido sancionados por la Superintendencia de Valores y Seguros durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

33.3.2.- De otras autoridades administrativas.

El Grupo CGE, sus Directores y Ejecutivos no han sido sancionados por otras autoridades administrativas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014.

Las subsidiarias enumeradas en la Nota 33.2 han sido sancionadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

33.4.- Demanda arbitral con productores y transportadores

A esta fecha, y en relación con la República Argentina, habiéndose resuelto por incumplimientos los contratos de suministro de gas natural suscrito con el Consorcio Aguada Pichana y de transporte en firme suscrito con Transportadora de Gas del Norte (TGN), la subsidiaria Metrogas S.A., en relación con el suministro de gas natural desde la República Argentina, y habiendo concluido la vigencia al 31 de diciembre de 2013 del contrato de suministro de gas natural en firme con el Consorcio Sierra Chata por un volumen máximo de 760 Mm³/día entre Tratayén y La Mora, sólo mantiene un contrato de transporte en firme con el fideicomiso administrado por el Banco HSBC por un volumen de transporte de 313 Mm³/día y un contrato de transporte en firme con Gasoducto Gasandes Argentina S.A. entre La Mora y la frontera entre Argentina y Chile por 1.695 Mm³/día y con Gasoducto Gasandes S.A. entre la frontera y Santiago por un volumen de 1.695 Mm³/día.

Con fecha 13 de mayo de 2013 se presentó la demanda arbitral ante la Corte Internacional Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (la "Corte") con sede en París, Francia, contra los Productores del Consorcio Aguada Pichana (Total, Wintershall y Pae). El objeto de la demanda es reclamar los daños y perjuicios derivados de los incumplimientos contractuales incurridos por los productores del Consorcio durante la ejecución del mismo. El monto de la demanda asciende a la suma de US\$ 241.475.576. Cabe señalar que en dicha presentación la subsidiaria Metrogas S.A. hizo expresa reserva de reclamar adicionalmente a los demandados la suma de US\$ 220.178.314. Para poder hacer efectivo el reclamo de este monto deberá determinarse, previamente, si hubo incumplimientos de los productores de gas o si, por el contrario, hubo incumplimientos imputables a Transportadora de Gas del Norte S.A. Las empresas demandadas



presentaron sus contestaciones a la demanda arbitral y la Secretaría de la Corte procedió a designar un tribunal arbitral integrado por tres árbitros de acuerdo con lo previsto en el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional. Con fecha 12 de agosto recién pasado, la subsidiaria Metrogas presentó ante el Tribunal Arbitral el Memorial de Demanda, en conjunto con los documentos, prueba documental y prueba testimonial correspondiente.

Como consecuencia de la demanda presentada por la subsidiaria Metrogas S.A., PAE procedió a su turno con fecha 21 de junio de 2013 a deducir ante la misma ICC de Paris una demanda arbitral de cuantía indeterminada en contra de la subsidiaria Metrogas S.A. por un supuesto incumplimiento de la obligación de confidencialidad convenida en Acuerdo de Reasignación Transitoria de Volúmenes de Gas de Exportación suscrito con fecha 4 de junio de 2007, al haberse referido la subsidiaria Metrogas S.A. a dicho documento en su demanda arbitral en contra de los productores de gas natural integrantes del Consorcio Aguada Pichana por parte de la subsidiaria Metrogas S.A. Con fecha 1 de octubre de 2013, la subsidiaria Metrogas S.A. contestó la demanda arbitral de PAE, oponiendo una excepción de Litis Pendencia y en subsidio solicitando el completo y total rechazo de la misma, con costas. Con posterioridad las partes evacuaron en tiempo y forma los trámites de la Réplica y la Duplica y entre los días 10 y 13 de noviembre del presente año, están previstas en la ciudad de Buenos Aires, República Argentina, las audiencias de prueba de este arbitraje.

Con posterioridad a la celebración de las audiencias de prueba referidas en el párrafo anterior, como consecuencia del surgimiento de una causal sobreviniente de inhabilidad derivada de la toma de control indirecto de Metrogas por parte de Gas Natural Fenosa de España, el Dr. David Arias presentó su renuncia a su cargo de Presidente del Tribunal Arbitral del arbitraje iniciado por Metrogas contra el Consorcio Aguada Pichana y a su cargo de árbitro único en el arbitraje iniciado por Panamerican en contra de Metrogas. Hasta esta fecha la Secretaria Ejecutiva de ICC de Paris no ha emitido pronunciamiento respecto de las referidas renunciaciones, y en consecuencia la tramitación sustancial de ambos arbitrajes se encuentra suspendida.

Con fecha 13 de septiembre de 2012, la subsidiaria Metrogas fue finalmente notificado por vía de un exhorto internacional de la existencia de una demanda ordinaria de incumplimiento de contrato de transporte en firme de gas natural y cobro de facturas por una suma de US\$37 millones, la cual fue debidamente contestada dentro de plazo legal, oponiéndose excepciones de incompetencia, citándose al juicio a los productores de gas del Consorcio Aguada Pichana, solicitándose la acumulación de la causa a aquella relativa a la acción meramente declarativa deducida en su oportunidad por la subsidiaria Metrogas en la República Argentina y finalmente contestando en fondo de la referida demanda. Cabe recordar que en el mes de diciembre de 2009, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento de Servicio de Transporte de Gas Natural vigente en la República Argentina, y en razón de los incumplimientos contractuales incurridos por TGN en relación con su deber contractual de custodia del gas natural inyectado en Tratayén, Neuquén, por los productores de gas natural, la subsidiaria Metrogas resolvió administrativamente los contratos de transporte y requirió a TGN el pago de una suma del orden de los US\$202 millones como indemnización de los perjuicios económicos derivados de tales incumplimientos. En la tramitación del juicio ordinario el tribunal acogió el requerimiento de la subsidiaria Metrogas S.A. con el objeto de que esta causa se acumulara con la causa relativa a la Acción Meramente Declarativa iniciada en el tribunal contencioso administrativo federal en el año 2009 con el objeto de que se pesificaran las tarifas del transporte de gas natural que no han sido utilizadas en la exportación efectiva de gas natural. TGN dedujo recursos de apelación contra dicha resolución, el cual está pendiente de ser resuelto por la Cámara Federal. En los próximos meses el Tribunal deberá resolver la petición de la subsidiaria Metrogas S.A. de proceder a citar como terceros en la causa iniciada por TGN a los productores de gas natural integrantes del Consorcio Aguada Pichana.



Actualmente, la subsidiaria Metrogas cuenta con un abastecimiento continuo a través del Terminal de Regasificación de Quintero de propiedad de GNL Quintero S.A. Aunque ya estaba en operación desde 2009, desde el 1° de Enero de 2011, fecha en que se declara el COD (Commercial Operation Day), GNL Quintero S.A. comenzó a operar a su plena capacidad de diseño, aprox. 10 millones de m³/día de regasificación. La subsidiaria Metrogas S.A. tiene una participación del 20% de la propiedad de GNL Quintero S.A. y además tiene una capacidad contratada de un tercio del terminal de regasificación. La operación de este terminal ha permitido abastecer en un 100% las necesidades de sus clientes residenciales, comerciales e industriales.

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

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

En todo caso, la subsidiaria Metrogas dispone de i) un sistema de respaldo de gas natural simulado, el cual puede ser inyectado en las redes en reemplazo del gas natural, y que estuvo en operación hasta agosto de 2009, y además cuenta con ii) almacenamiento de gas natural en los gasoductos de Electrogas y GasAndes, ambos con el objeto de asegurar el suministro a los clientes residenciales y comerciales.

33.5.- Restricciones.

La Compañía General de Electricidad S.A. ha convenido con bancos, acreedores y tenedores de bonos los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros, y para ello se define:

Ebitda: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ganancia bruta + Otros ingresos por función – Costos de distribución – Gastos de administración – Otros gastos por



función + depreciación del ejercicio + Amortización de intangibles. Ver nota 31.3 con cálculo de Ebitda por segmento.

Costos financieros netos: se calcula a partir del estado de resultados por función considerando; Ingresos financieros – Costos financieros.

Total deuda financiera: se calcula a partir del estado de situación financiera clasificado (patrimonio y pasivos) considerando; Otros pasivos financieros corrientes + Otros pasivos financieros no corrientes.

Las principales restricciones son:

Índice	Medición	Factor	Resultado	Periodicidad de medición	Procedencia
Razón de endeudamiento	Total pasivo / total patrimonio neto	< o = 1,8 veces	1,3 Veces	Trimestral	Bonos
Razón de endeudamiento financiero	(Total deuda financiera - efectivo y equivalente al efectivo) / total patrimonio neto	< o = 1,5 veces	0,78 Veces	Trimestral	Bonos
Activos libres de garantías reales	Activos sin Garantía/total deuda financiera no garantizada	> o = 1,2 veces	2,79 Veces	Trimestral	Bonos
Patrimonio mínimo	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	> UF 25.000.000	UF 54.463.649,96	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°469	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	18,92 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°470	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	195,78 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°541	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	47,31 Veces	Trimestral	Bonos
Activos en el sector Eléctrico y Gas	Activos sector eléctrico y gas/Capital insoluto línea bonos N°542	Activos sector eléctrico y Gas > 2 veces capital Insoluto	15,77 Veces	Trimestral	Bonos

Las Subsidiarias que se encuentran en la consolidación poseen para sus endeudamientos compromisos de covenants similares, de práctica normal en el mercado.

Al cierre de los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 el Grupo CGE se encuentra en cumplimiento de dichas restricciones y compromisos.

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

34.1.- Garantías comprometidas con terceros.

Compañía General de Electricidad S.A.

34.1.1.- Aval de CGE a International Financial Investments S.A.

Por escritura pública de fecha 29 de mayo de 2014, otorgada en la Notaría de Santiago de don Alberto Mozó Aguilar, Compañía General de Electricidad S.A. se constituyó en fiadora y codeudora solidaria de International Financial Investments S.A., a favor del Banco Itaú Argentina S.A. con el fin de garantizar el cumplimiento de todas y cada una



de las obligaciones de pago asumidas en el préstamo y pagaré suscrito entre International Financial Investments S.A. y Banco Itaú Argentina S.A., cuyo monto adeudado a esta fecha asciende a AR\$ 14.000.000 con vencimiento el 15 de abril de 2015.

Gasco S.A.

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

Con fecha 2 de febrero de 1998, Gasco S.A. en su calidad de accionista de la sociedad denominada SGN Marketing S.A., hoy Innergy Soluciones Energéticas S.A., constituyó fianza para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de pago que pudiera tener Innergy Soluciones Energéticas S.A., con YPF S.A., en virtud del Contrato de Suministro de Gas Natural. Dicha garantía se encuentra limitada al monto de participación accionaria de Gasco S.A. en dicha sociedad, esto es al 30%.

34.1.3.- Aval de Gasco S.A. a Gas Sur S.A.

Con fecha 1 de diciembre de 2011 Gasco S.A. se constituyó en fiador y codeudor solidario de Gas Sur para garantizar a SCOTIABANK CHILE, el cumplimiento de obligaciones por la suma de M\$ 8.526.801.

Con fecha 29 de diciembre de 2011 Gasco S.A. se constituyó en fiador y codeudor solidario de Gas Sur para garantizar a BBVA CHILE, el cumplimiento de obligaciones por la suma de M\$ 6.500.000.

Metrogas S.A.

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

Al 31 de diciembre de 2014, Metrogas S.A. mantiene vigentes cuatro cartas de crédito "Stand By" a beneficio de BG LNG TRADING LLC (Beneficiary), dichas cartas de crédito garantizan el pago de gas según contrato de suministro suscrito con BG LNG TRADING.

- Con fecha de emisión 28 de diciembre de 2014 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Chile con vencimiento el 31 de diciembre de 2015.
- Con fecha de emisión 28 de diciembre de 2014 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Chile con vencimiento el 30 de enero de 2016.
- Con fecha de emisión 2 de diciembre de 2014 por MUS\$ 1.500 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2015.
- Con fecha de emisión 12 de noviembre de 2014 por MUS\$ 23.095 a través del Banco Estado con vencimiento el 30 de enero de 2015.



35.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

La distribución de personal del Grupo CGE es la siguiente para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Subsidiaria / área	31-12-2014				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	18	111	21	150	169
CGE Distribución S.A.	18	620	371	1.009	1.002
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	3	206	105	314	229
CGE Magallanes S.A.	9	75	102	186	177
Emel Atacama S.A.	1	120	3	124	126
Emel Norte S.A.	17	569	18	604	604
CGE Argentina S.A.	28	237		265	266
Transnet S.A.	14	220	19	253	251
Gasco S.A.	115	1.400	1.862	3.377	3.429
Tecnet S.A.	8	793	113	914	907
Comercial y Logística General S.A.	3	34	44	81	81
Transformadores Tusan S.A.	6	76	211	293	293
Inversiones y Gestión S.A.	6	23	15	44	45
Sociedad de Computación Binaria S.A.	3	100	2	105	135
Novanet S.A.	2	200	36	238	265
Total	251	4.784	2.922	7.957	7.979

Subsidiaria / área	31-12-2013				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Compañía General de Electricidad S.A.	19	132	22	173	165
CGE Distribución S.A.	19	363	611	993	1.056
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.	2	206	97	305	360
CGE Magallanes S.A.	13	76	102	191	193
Emel Atacama S.A.	0	127	7	134	134
Emel Norte S.A.	5	619		624	524
CGE Argentina S.A.	28	239		267	268
Transnet S.A.	14	213	22	249	250
Gasco S.A.	88	1.102	2.015	3.205	3.254
Tecnet S.A.	8	796	113	917	912
Comercial y Logística General S.A.	3	34	44	81	83
Transformadores Tusan S.A.	6	71	223	300	300
Inversiones y Gestión S.A.	5	10	46	61	61
Sociedad de Computación Binaria S.A.	3	145	1	149	156
Novanet S.A.	2	134	72	208	226
Total	215	4.267	3.375	7.857	7.942



36.- MEDIO AMBIENTE

CGE Distribución S.A., Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., Empresas Emel S.A., a través de sus subsidiarias Emelari S.A., Eliqsa S.A., Elecda S.A., Emelat S.A., Emelectric S.A. y Emetal S.A., CGE Magallanes S.A., a través de su subsidiaria Edelmag S.A., participan en el mercado de la distribución de energía eléctrica, y más allá de la naturaleza eminentemente eficiente del sector, hacen esfuerzos permanentes por mejorar su desempeño ambiental. A su vez, estas empresas cumplen y hacen seguimiento proactivo a la normativa ambiental de manera de cumplirla cabalmente en forma sostenida. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa cumplen con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, los cuales incluyen, en proyectos que así lo requieran, ser sometidos a procesos de calificación ambiental, mediante el Servicio de Evaluación Ambiental. En este mismo sentido, estas empresas han suscrito el compromiso de medir su huella de carbono, iniciativa tendiente a identificar los impactos ambientales, en materia de gases de efecto invernadero, detectar las fuentes de emisión y eventualmente comprometer planes de reducción.

Transnet S.A. y Transemel S.A., acorde con las políticas medioambientales desarrollan y mantienen sistemas de gestión ambiental que les permite mejorar en forma sostenida su desempeño en esta materia, con el objetivo de desarrollar su actividad de manera eficiente y limpia. Adicionalmente, teniendo en consideración los nuevos proyectos de inversión, cada proyecto es evaluado de acuerdo a la normativa legal vigente, presentando las declaraciones y/o estudios de impacto ambiental que correspondan, al servicio respectivo. Dichos estudios son preparados por estas compañías, dando así, cumplimiento a la normativa vigente. A su vez, ambas empresas también suscribieron el acuerdo de medir su huella de carbono, y hacer gestión sobre ella.

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

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

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

El siguiente es el detalle de los desembolsos efectuados y que se efectuarán relacionados con normas de medioambiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013:



Al 31 de diciembre de 2014.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones emisiones de ruido CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales Nº286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; Nº052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1"y Nº144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	3.680	30-09-2014
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones emisiones calidad de aire CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales Nº286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; Nº052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1"y Nº144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	10.350	30-09-2014
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación de emisiones RETC	Estimación y declaración de emisiones gaseosas según Decreto Supremo Nº138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.495	31-08-2014
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Jurídico - Ambiental	Asesoría mensual en regulaciones ambientales.	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.776	31-12-2014
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	12.572	31-12-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Plan de Apoyo a las Comunidades	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	844	01-01-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Plan de Apoyo a las Comunidades	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.838	01-03-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: PMF 6,26 ha - Nitríhuala - Búsqueda Predio	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	2.567	01-01-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: PMF 6,26 ha - Nitríhuala - Elaboración PMF	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	2.913	01-01-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Elaboración PMF La Feria Variante Ñancul	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	2.041	01-01-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Cumplimiento PAL-Mejoramiento sistema de agua	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	1.105	01-03-2014
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Arborización SE Padre- Hurtado- Riego	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	988	01-01-2014
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Arborización SE Padre- Hurtado- Riego	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	938	01-02-2014
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Arborización SE Padre- Hurtado- Riego	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	938	01-03-2014



Al 31 de diciembre de 2014 (continuación).

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Monitoreo Sociocultural	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	8.088	01-05-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Curso y Subsidios (Plan de Apoyo Local)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	2.587	01-05-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Curso y Subsidios (Plan de Apoyo Local)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	2.560	01-06-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Cumplimiento PAL-Mejoramiento sistema de agua	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	600	01-04-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Cumplimiento PAL-Lavadero para uso doméstico	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	2.104	01-04-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Cumplimiento PAL-Compra de Máquina Esquiladora y Ovejas	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	915	01-04-2014
Transnet S.A.	Apoyo en 220 kV a S/E Maule	Elaboración Evaluación Ambiental: Estudio de campos electromagnéticos	Activo	LT Sta Isabel - Maule	2.300	01-06-2014
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Arborización SE Padre- Hurtado- Riego	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	938	01-04-2014
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Arborización SE Padre- Hurtado- Riego	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	938	28-04-2014
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Arborización SE Padre- Hurtado- Riego	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	988	28-05-2014
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia y DIA	Activo	LT Sta Marta - Padre Hurtado	23.420	01-05-2014
Transnet S.A.	Proyecto Confiabilidad en el Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	11.734	01-05-2014
Transnet S.A.	Proyecto Confiabilidad en el Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	7.823	01-06-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Cumplimiento PAL-Compra de Máquina Esquiladora y Ovejas traslado	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	105	18-06-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Reforestación Parcela 28	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	15.018	01-10-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Curso y Subsidios (Plan de Apoyo Local)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	1.543	15-10-2014
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Elaboración y Tramitación DIA	Activo	S/E El Peñón	2.243	28-11-2014
Transnet S.A.	S/E El Peñón	Elaboración y Tramitación de DIA	Activo	S/E El Peñón	23.907	03-11-2014



Al 31 de diciembre de 2014 (continuación).

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Plan de trabajo de formaciones xerofíticas	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	1.375	30-11-2014
Transnet S.A.	Sistema de Transmisión 220/110kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y Tramitación Consulta Pertinencia	Activo	LT 2x220 kV Copayapu-Galleguillos	673	01-11-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Curso y Subsidios (Plan de Apoyo Local)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	2.300	31-12-2014
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Cumplimiento Resolución de Calificación Ambiental: Curso y Subsidios (Plan de Apoyo Local)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	9.771	31-12-2014
Transnet S.A.	S/E Los Peumos	Elaboración y Tramitación de DIA	Activo	S/E Los Peumos	21.753	19-12-2014
Transnet S.A.	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	Factibilidad Ambiental	Activo	LT 1X66 kV Fátima - Isla de Maipo	38.218	31-12-2014
Transnet S.A.	Proyecto Confiabilidad en el Sistema Eléctrico de la Provincia de Arauco	Elaboración y Tramitación de DIA: Adicional cambio trazado	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	3.516	01-12-2014
Transnet S.A.	Proyecto confiabiliada en el sstema electrico de la provincia de arauco	Elaboración y Tramitación de DIA: Adicional cambio trazado	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	1.120	01-12-2014
Totales					234.582	



Al 31 de diciembre de 2013.

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Huella de Carbono 2011	Asesoría en estimación Huella de Carbono por Producto, período 2011	Gasto	Asesoría medio ambiente	2.247	03-09-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Estimación de emisiones RETC	Estimación y declaración de emisiones gaseosas según Decreto Supremo N°138, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	Gasto	Asesoría medio ambiente	1.371	19-06-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Evaluaciones emisiones de ruido y calidad de aire CTP	Monitoreos según compromisos ambientales de resoluciones de calificaciones ambientales N°286/2002, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130 de 14 MW"; N°052/2006, "Instalación y Operación TG GE-10B/1"y N°144/2007, "Instalación y Operación TG SOLAR TITAN 130".	Gasto	Asesoría medio ambiente	13.599	13-12-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Disposición de Residuos Peligrosos	Almacenamiento, transporte y disposición final de residuos peligrosos según D.S. 148 del MINSAL	Gasto	Disposición de residuos peligrosos	11.795	31-12-2013
Empresa Eléctrica de Magallanes S.A.	Asesoría Jurídico - Ambiental	Asesoría mensual en regulaciones ambientales.	Gasto	Asesoría medio ambiente	150	10-12-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Angol	6.211	17-01-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	158	01-01-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Plan de trabajo de formaciones Xerofíticas	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	87	01-01-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	2.031	01-03-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT San Fabián Ancoa	1.613	01-02-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	6.985	01-01-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.505	01-02-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión Ambiental Construcción	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.506	01-03-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.660	01-03-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	10.156	01-01-2013
Transnet S.A.	S/E Hualte	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Hualte	996	01-01-2013
Transnet S.A.	S/E Hualte	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Hualte	3.881	01-02-2013
Transnet S.A.	S/E Hualte	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Hualte	276	01-03-2013
Transnet S.A.	Terceras pistas plaza de peaje	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LT Rancagua - Paine	1.632	01-03-2013
Transnet S.A.	Gastos generales	Entrega de árboles día del medio ambiente	Gasto	Comunicaciones	481	01-06-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Angol	1.421	01-06-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Fotomontaje DIA	Activo	LT Arranque Maule	638	01-06-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Elaboración y tramitación DIA	Activo	LT Arranque Maule	15.500	01-06-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Elaboración y tramitación Consulta de pertinencia	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	731	01-06-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Fátima	3.927	01-04-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Fátima	2.218	01-05-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Elaboración y tramitación DIA	Activo	SE Fátima	720	01-06-2013



Al 31 de diciembre de 2013. (Continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	Construcción Patio de Maniobras S/E Tres Pinos	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	SE Tres Pinos	720	01-05-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	2.220	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	6.138	01-05-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	6.066	01-06-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	18.206	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.264	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	1.048	01-06-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	3.999	01-04-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Monitoreo de impactos socioculturales	Activo	LT Loncoche Villarrica	9.798	01-04-2013
Transnet S.A.	S/E Mariscal	Arborización	Activo	SE Mariscal	2.607	01-04-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Reforestación	Activo	LT San Fabián Ancoa	6.926	01-07-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	57.490	01-07-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Prospección Arqueológica	Activo	LT San Fabián Ancoa	323	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.475	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	5.628	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.535	01-08-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Cumplimiento compromisos RCA	Activo	LT Loncoche Villarrica	471	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reforestación	Activo	LT Loncoche Villarrica	9.196	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Carga de compromisos ambientales SMA	Activo	LT Loncoche Villarrica	720	01-07-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Fátima	Carga de compromisos ambientales SMA	Activo	SE Fátima	720	01-07-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Tramitación DIA	Activo	SE Angol	887	01-07-2013
Transnet S.A.	Ampliación S/E Angol	Tramitación DIA	Activo	SE Angol	1.421	01-07-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.402	01-09-2013
Transnet S.A.	S/E Monterrico	Arborización	Activo	S/E Monterrico	1.978	01-09-2013
Transnet S.A.	Conexión Viñales	Reforestación	Gasto	SE Constitución	1.478	01-07-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Tramitación DIA	Activo	LT Arranque Maule	15.500	01-08-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Aspectos comunitarios	Activo	LT Arranque Maule	5.135	01-10-2013
Transnet S.A.	Apoyo Arranque S/E Maule	Aspectos comunitarios	Activo	LT Arranque Maule	6.657	01-12-2013
Transnet S.A.	Conexión Eléctrica Papelera Talagante (CMPC)	Arborización	Activo	LT Isla de Maipo- CMPC	8.000	01-12-2013
Transnet S.A.	Política de relacionamiento Comunitario	Elaboración de política y procedimiento	Gasto	Política de relacionamiento Comunitario	8.000	01-12-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Rescate de reptiles	Activo	LLT y SSEE Copayapu Galleguillos	2.004	01-10-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Tramitación DIA	Activo	LLT y SSEE Copayapu Galleguillos	6.000	01-12-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Tramitación DIA	Activo	LT Loncoche Villarrica	693	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.000	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Gestión asuntos indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	7.000	01-12-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Reforestación	Activo	LT Loncoche Villarrica	18.391	01-10-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	740	01-10-2013



Al 31 de diciembre de 2013. (Continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Plan de Manejo Forestal	Activo	LT Loncoche Villarrica	5.480	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Planes de apoyo local comunidades indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	4.076	01-11-2013
Transnet S.A.	LT Loncoche Villarrica	Planes de apoyo local comunidades indígenas	Activo	LT Loncoche Villarrica	15.093	01-08-2013
Transnet S.A.	LT Horcones - Tres Pinos	Tramitación DIA	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	30.000	01-12-2013
Transnet S.A.	LT Horcones - Tres Pinos	Aspectos comunitarios	Activo	LT Horcones - Tres Pinos	2.500	01-11-2013
Transnet S.A.	S/E Monterrico	Arborización	Activo	S/E Monterrico	120	01-10-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	2.272	01-10-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Tramitación DIA	Activo	LT San Fabián Ancoa	6.165	01-10-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Pago de indemnización a propietarios Cauquenes	Activo	LT San Fabián Ancoa	12.460	01-10-2013
Transnet S.A.	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	Cambio de Uso de Suelo	Activo	SE Duqueco	4.240	01-10-2013
Transnet S.A.	LT Santa Marta - Padre Hurtado	Arborización	Activo	S/E Padre Hurtado	10.651	01-11-2013
Transnet S.A.	Sistema de transmisión 220/110 kV Copayapu Galleguillos	Plan de trabajo de formaciones Xerófitas	Activo	LLTT y SSEE Copayapu Galleguillos	1.980	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Plan Apoyo Local (Engage)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	4.747	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Plan Apoyo Local (Engage)	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.745	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Ctto. Reforestación El Llaverío	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	18.391	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Ctto. Reforestación El Llaverío	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	4.598	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Actualización vegetación Nitrihuala	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	740	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Elaboración PMF Los Parques Quilamarí	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	1.575	01-12-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Elaboración PMF 3,32 ha Los Parques	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.326	01-10-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Gestión de asuntos indígenas	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.069	01-11-2013
Transnet S.A.	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	Gestión de asuntos indígenas	Activo	LT 110 kV Loncoche-Villarrica 2: Nueva	5.423	01-12-2013
Transnet S.A.	LLTT 66 kV Monterrico	Arborización Se Monterrico	Activo	LLTT 66 kV Monterrico	132	01-11-2013
Transnet S.A.	LLTT 66 kV Monterrico	Arborización Se Monterrico	Activo	LLTT 66 kV Monterrico	132	01-12-2013
Transnet S.A.	LLTT 66 kV Monterrico	Arborización Se Monterrico	Activo	LLTT 66 kV Monterrico	106	01-12-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría Comunidades AMEC N°1	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	5.135	01-11-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría especialista salud- presentació	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	1.500	01-12-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría Comunidades AMEC N°2	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	5.459	01-12-2013
Transnet S.A.	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	Asesoría especialista salud	Activo	Arranque LT 1x220kV a SE Maule: Construc	9.200	01-12-2013



Al 31 de diciembre de 2013. (Continuación)

Identificación de la compañía que efectúa el desembolso	Nombre del proyecto	Concepto por el que se efectuó o efectuará el desembolso	Desembolso activo / gasto	Descripción del activo o ítem de gasto	Monto del desembolso M\$	Fecha cierta o estimada en que los desembolsos a futuro serán efectuados
Transnet S.A.	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	Arborización P.Hurtado (90%) _K. Damianovic	Activo	SE Padre Hurtado: Nueva SE 110kV/MT	4.251	01-12-2013
Transnet S.A.	Servicios SE Hualte	DIA SE Hualte	Activo	Servicios SE Hualte	3.750	01-12-2013
Transnet S.A.	LT San Fabián Ancoa	Negociación Reserva de Predios	Activo	LT San Fabián Ancoa	1.580	01-11-2013
Transnet S.A.	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	Tramitación Cambio Uso de Suelo	Activo	Ampliación SE Duqueco 220/66/23 kV	4.240	01-11-2013
Metrogas S.A	Material Particulado VIII Región	Asesoría Revisión Material Particulado	gasto	Definir y revisar normativa aplicable y perspectivas regulatorias	5.919	30-06-2013
Metrogas S.A	Juntos Medimos la Huella 1 y 2	Medición Huella de Carbono en colegios de la RM	gasto	Medición Huella de Carbono 180 colegios	27.000	31-12-2013
Metrogas S.A	Campaña Cambia	Cambia es natural	gasto	Difusión web, prensa, radio, otros.	116.048	31-12-2013
Metrogas S.A	Neutralización Maratón de Santiago	Neutralizar Producción maratón de Santiago	gasto	Neutralización maratón	411	01-03-2013
Metrogas S.A	Etiquetado Estufas	Etiquetado	gasto	Etiquetado Estufas	126.498	30-06-2013
Metrogas S.A	Neutralización Flota Vehicular	Neutralización	gasto	Neutralización flota	3.361	31-12-2013
Metrogas S.A	Reforestemos Patagonia 2013	Reforestar	gasto	Plantación de árboles	624	31-12-2013
Metrogas S.A	Mi parque	Construcción Plaza	gasto	Construcción Plaza en La Granja	10.500	31-12-2013
Metrogas S.A	Eco Parque	Reutilización de Residuos	gasto	Parque recreativo medioambiental	60.000	30-06-2013
Metrogas S.A	Auspicio Corporación cultiva	Reforestar	gasto	Reforestar	300	30-06-2013
Gas Sur S.A.	Red Alcantarillado	Renovación Alcantarillado planta 4 esquinas	Activo	Red alcantarillado	4.000	30-04-2013
Totales					876.128	



37.- **ACTIVOS MANTENIDOS PARA LA VENTA.**

El Grupo CGE clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta la decisión de vender el ex Edificio Corporativo de Empresas Emel, ubicado en Alameda Libertador Bernardo O'Higgins N°884 y 886, y además la propiedad ubicada en 6 Sur N°1936 y 1950, Talca, en la actualidad ambas de propiedad de la subsidiaria Transnet S.A. Este activo no está sujeto a depreciación y se encuentra valorizado al menor valor entre su costo y su valor estimado de realización.

38.- **OPERACIONES DISCONTINUADAS.**

De acuerdo con los términos del contrato de compraventa suscrito el 23 de abril de 2013, con fecha 8 de noviembre de 2013, la subsidiaria Transformadores Tusan S.A. vendió a Servicios Integrales de Generación de Energía Eléctrica S.A., subsidiaria de General Electric, su participación accionaria en la filial Investigación y Desarrollo Tecnológico S.A. (51%). El precio de la compraventa ascendió a la suma de M\$ 4.813.238. El efecto de la discontinuidad de dicha compañía ascendió a la suma de M\$ 3.631.582 durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, para efectos comparativos durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 la discontinuidad ascendió a M\$ 204.507.

RESULTADO POR OPERACION DISCONTINUADA TRANSFORMADORES TUSAN S.A.	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingreso por venta de acciones IDT S.A.		4.813.238
Costos de venta de acciones IDT S.A.		(330.752)
Impuesto de primera categoría por venta de acciones de IDT S.A.		(863.122)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		62.568
Otros ingresos (costos)		(50.350)
Total resultado por operación discontinuada Transformadores Tusán S.A.	0	3.631.582



39.- HECHOS POSTERIORES.

Con fecha 14 de enero de 2015, la Sociedad comunicó a la Superintendencia de Valores y Seguros que el Directorio de Compañía General de Electricidad S.A., en Sesión Ordinaria de Directorio celebrada con esta fecha, acordó por unanimidad, que la Sociedad no optará por acogerse voluntariamente a las normas contenidas en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046, Ley de Sociedades Anónimas, y que por lo tanto, a contar de esta fecha cesa en sus funciones el Comité de Directores de CGE.

Entre el 31 de diciembre de 2014, fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados y su fecha de presentación, no han ocurrido otros hechos significativos de carácter financiero-contable que pudieran afectar el patrimonio del Grupo CGE o la interpretación de éstos.

Marcelo Jacard Besoain
Subgerente Corporativo de Contabilidad

Pablo Sobarzo Mierzo
Gerente Corporativo de Finanzas

Eduardo Morandé Montt
Gerente General



ANALISIS RAZONADO

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014

- **La utilidad de CGE al 31 de diciembre de 2014, alcanzó a MM\$ 60.720**, registrando una disminución de MM\$ 20.691 (25,4%) respecto a la utilidad de MM\$ 81.411 obtenida en el mismo ejercicio del año anterior.
- **El Ebitda consolidado se elevó a MM\$ 390.191 con una disminución de MM\$ 47.894 (10,9%)**. Esta reducción del ebitda se explica por una disminución de MM\$ 20.510 (8,2%) en el Ebitda proveniente de las empresas del Sector Gas, así como una baja de MM\$ 13.543 en el Ebitda del Sector Inversiones y del Sector eléctrico en MM\$ 9.238 (5%).
- A nivel de utilidad, el principal efecto que incidió en los resultados de CGE, además de la caída del Ebitda, fue la variación de la Unidad de Fomento sobre las deudas financieras (5,7% al cierre de 2014 versus 2,05% al cierre de 2013), que significó un mayor cargo a resultados de MM\$ 42.235 a través de la partida Resultado por Unidades de Reajuste.
- En compensación a lo anterior, el gasto por Impuesto a la Renta registra una disminución de MM\$ 29.944 y los Gastos Financieros Netos registran también una disminución de MM\$ 12.838.
- **La deuda financiera neta registró un aumento de MM\$ 169.092** con respecto a diciembre de 2013, básicamente por una disminución de MM\$ 70.458 en el saldo de efectivo, efecto de la variación de la Unidad de Fomento MM\$ 42.235 y un aumento de la deuda financiera en CGE Matriz y GASCO principalmente. Otro efecto que influyó en el aumento del nivel de deuda, es el retraso de la publicación de los Decretos de Precio de Nudo Promedio que ha tenido un impacto sobre la recaudación. En efecto, dichas reliquidaciones deberían materializarse durante el ejercicio 2015 con el correspondiente efecto en la caja. En cuanto al nivel de endeudamiento medido en términos de Deuda Financiera Neta / Ebitda alcanzó a 3,81 veces al 31 de diciembre de 2014, superior a diciembre de 2013 en que dicho indicador cerró en 3,01 veces.
- **La razón de endeudamiento alcanzó a 1,30 veces**, superior al indicador obtenido al 31 de diciembre de 2013, el cual ascendía a 1,22 veces. Éste aumento se debe principalmente al incremento de la deuda financiera descrita anteriormente, al incremento de los impuestos diferidos a consecuencia de la recientemente aprobada Reforma Tributaria y el efecto, dentro de esta misma partida, ocasionada por la revaluación de activos efectuada al cierre del presente ejercicio. En compensación a los efectos anteriores, el Patrimonio Neto registró un incremento debido al efecto de la revaluación de activos, a la utilidad registrada en el ejercicio y a una distribución de dividendos inferior a dicho resultado.
- **Mejora en clasificación de riesgo:** Al cierre del trimestre, la clasificación riesgo por parte de Feller-Rate fue elevada desde AA- a AA y en el caso Fitch Ratings desde A+ a AA-, destacando el fortalecimiento de su perfil financiero, amplio acceso al mercado financiero y la consolidación de una recuperación generalizada en las medidas de protección crediticia tanto de la compañía matriz como de sus filiales eléctricas.
- **Las inversiones consolidadas del Grupo CGE ascendieron a MM\$ 163.451**, equivalentes a 1,5 veces la depreciación del ejercicio. Dichos recursos se destinaron a satisfacer el permanente crecimiento de los mercados que abastece el GRUPO CGE y para mantener las actuales instalaciones, con el objeto de cumplir con las normas de calidad de servicio en sus zonas de concesión y/o de distribución, conforme lo establecen los contratos con sus clientes y las regulaciones de los sectores en que participa.



- **Ventas de energía del Grupo CGE en Chile crecen 3,4% y regulados 5,0%:** En el sector electricidad, las ventas físicas de energía de la actividad de distribución en Chile alcanzaron a 13.331 GWh con un crecimiento acumulado de 3,4% al cierre del ejercicio 2014.

En cuanto a las ventas físicas a clientes regulados, principal fuente de ingreso de las distribuidoras, presentan un crecimiento de 5,0% con respecto a diciembre del ejercicio anterior, que se ve reducido por una baja en las ventas a clientes libres. Por otro lado, en términos de energía operada, ésta presenta un crecimiento de 3,5%, levemente superior a la venta de energía, debido a un aumento de 5,6% de la energía asociada a peajes, que corresponde a la energía de clientes libres que no compran su suministro a las distribuidoras del Grupo CGE sino que pagan un peaje por el uso de las redes de distribución.

- **Mercado del gas natural de METROGAS crece 3,4%:** Las ventas físicas del mercado del gas natural, en particular de la filial METROGAS, sin considerar las ventas a las empresas eléctricas alcanzaron a 791,9 millones de m³, lo que equivale a un incremento en su negocio base de 3,4% con respecto al mismo ejercicio del año anterior. Por otra parte, las ventas a las empresas eléctricas alcanzaron a 349,3 millones de m³ registrando un aumento de 103,2 millones de m³ y en términos agregados, las ventas físicas totales registraron un crecimiento de 12,8% respecto al mismo periodo del año 2013.

Mercado del gas licuado, participación de mercado estable: En el negocio de distribución de gas licuado, la subsidiaria GASCO GLP ha continuado con un buen desempeño a diciembre de 2014, con una leve disminución de sus ventas físicas respecto al cierre de 2013, manteniendo estable su posición competitiva en la distribución de GLP, equivalente a un 26,6% de participación de mercado a nivel nacional y liderazgo en la Región Metropolitana.

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Electricidad		Sector Gas		Sector Servicios		Inversiones		Ajustes Consolidación		Total	
	dic.-14	dic.-13	dic.-14	dic.-13	dic.-14	dic.-13	dic.-14	dic.-13	dic.-14	dic.-13	dic.-14	dic.-13
Ingresos de Operación	1.426.634	1.254.608	1.101.234	993.159	103.979	103.778	4.663	5.049	(73.059)	(70.913)	2.563.451	2.285.681
Costos de Operación	(1.250.467)	(1.065.718)	(871.694)	(743.109)	(98.184)	(96.864)	(25.975)	(12.818)	73.059	70.913	(2.173.260)	(1.847.596)
EBITDA	176.167	188.890	229.540	250.050	5.796	6.914	(21.312)	(7.768)	0	0	390.191	438.085
Variación	(12.723)		(20.510)		(1.118)		(13.543)		0		(47.894)	
Depreciación y Amortizaciones	(52.394)	(51.251)	(56.922)	(48.669)	(9.121)	(10.160)	(7)	(9)	0	0	(118.444)	(110.089)
Resultado de Explotación	123.773	137.639	172.618	201.381	(3.325)	(3.246)	(21.318)	(7.777)	0	0	271.747	327.997
Variación	(13.866)		(28.763)		(78)		(13.541)		0		(56.249)	

2.- RESULTADOS DE EXPLOTACIÓN POR SECTOR

SECTOR ELECTRICIDAD

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Distribución		Sector Transmisión		Total	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Ingresos de Operación	1.337.529	1.168.384	89.105	86.224	1.426.634	1.254.608
Costos de Operación	(1.228.594)	(1.044.407)	(21.873)	(21.311)	(1.250.467)	(1.065.718)
EBITDA	108.936	123.977	67.231	64.913	176.167	188.890
Variación	(15.042)		2.319		(12.723)	
Depreciación y Amortizaciones	(32.690)	(32.539)	(19.705)	(18.712)	(52.394)	(51.251)
Resultado de Explotación	76.246	91.438	47.527	46.201	123.773	137.639
Variación	(15.192)		1.326		(13.866)	

- El Ebitda del Sector Electricidad registró una disminución de MM\$ 12.723 (6,7%), originado principalmente en: CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 9.667) y CONAFE (MM\$ 2.449).
- El EBITDA del sector distribución de electricidad registró una disminución de 12,1% con respecto al año anterior. El margen de distribución (venta menos compra de energía) muestra un incremento de MM\$ 17.815



básicamente por el aumento en las ventas físicas a clientes regulados (5%) y el efecto de la indexación tarifaria establecida en la regulación del sector distribución de electricidad. Sin embargo, junto con crecimiento anterior, se registró un aumento de los gastos operacionales, particularmente mayores gastos por provisiones de incobrables, gastos de personal y gastos extraordinarios como consecuencia del terremoto del norte del país.

Tal como se indicó, además del crecimiento de las ventas físicas, un factor que impulsó el crecimiento de este negocio fue la disminución de las pérdidas físicas de energía que pasaron de 7,86% a 7,77%. En efecto, en CGE DISTRIBUCIÓN las pérdidas anualizadas pasaron de 7,95% en diciembre de 2013 a 7,9% en diciembre de 2014, en EMEL NORTE se redujeron de 7,67% a 7,61% en el mismo período y CONAFE de 7,94% a 7,5%.

- El incremento experimentado en el EBITDA del Sector Transmisión, originado mayormente en TRANSNET (3,1%), se explica principalmente por el aumento de los ingresos debido a mayores retiros de energía del sistema de subtransmisión de la sociedad (4,4%), el efecto de la puesta en servicios de nuevas instalaciones que reconoce la autoridad, el efecto de indexación tarifaria a contar de mayo y noviembre de 2014, derivado principalmente por el efecto del incremento del IPC y del dólar.

SECTOR GAS

Resultado de Explotación (MM\$)	Sector Gas Natural		Sector Gas Licuado		Otros Negocios		Ajustes Consolidación		Total	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Ingresos de Operación	528.368	448.116	706.596	670.576	3.689	3.438	(137.420)	(128.970)	1.101.234	993.159
Costos de Operación	(365.842)	(279.146)	(638.910)	(588.562)	(4.362)	(4.371)	137.420	128.970	(871.694)	(743.109)
EBITDA	162.526	168.969	67.686	82.014	(672)	(933)	0	0	229.540	250.050
Variación	(6.443)		(14.327)		261		0		(20.510)	
Depreciación y Amortizaciones	(37.827)	(30.267)	(18.232)	(17.172)	(863)	(1.230)	0	0	(56.922)	(48.669)
Resultado de Explotación	124.699	138.702	49.454	64.842	(1.536)	(2.163)	0	0	172.618	201.381
Variación	(14.003)		(15.388)		627		0		(28.763)	

- La disminución de MM\$ 20.510 (8,2%) que registra el EBITDA del Sector Gas al 31 de diciembre de 2014, se explica por una disminución de MM\$ 14.327 en el sector gas licuado, en particular en la subsidiaria colombiana INVERSIONES GLP, en la distribuidora GASCO GLP y en menor medida en la filial GASMAR. En el sector gas natural, el EBITDA registra una disminución de MM\$ 6.443 en particular en la subsidiaria METROGAS.
- La disminución del EBITDA en el Sector Gas Licuado, radica fundamentalmente en la disminución de MM\$ 5.516 en el EBITDA de la filial GASCO GLP cuyas ventas físicas a diciembre de 2014 fueron levemente inferiores (-1,7%) a las registradas al cierre del ejercicio 2013, manteniendo estable su participación de mercado, equivalente a un 26,6% a nivel nacional y liderazgo en la Región Metropolitana. Otro factor que influyó en la caída del Ebitda de la filial, fue el incremento de los gastos operacionales, en particular gastos de personal.
- Por otro lado, INVERSIONES GLP presenta una disminución de MM\$ 4.112 que se explica principalmente por una reducción en el margen de venta en el mercado colombiano, a pesar de un leve incremento en las ventas físicas de 1,9%. En dicho mercado, GASCO ha continuado consolidando su presencia, a través de sus marcas Vidagas y Unigas, lo que sumado a otras inversiones, ha permitido alcanzar una participación de mercado de aproximadamente 21%. Actualmente, se está trabajando en consolidar las inversiones realizadas mediante un mayor desarrollo comercial y mejoras operacionales, en línea con la estrategia de crecimiento.

Por otra parte, GASMAR se ha consolidado como el principal proveedor de gas licuado en el mercado de GLP nacional, incrementando sus ventas físicas en un 3,6% respecto a diciembre del año 2013. Lo anterior, explicado principalmente por una mayor demanda de parte de los distribuidores mayoristas de Chile, debido a la menor disponibilidad de GLP en el mercado chileno, lo que significó mayores importaciones.



- Como se indicó anteriormente, el negocio del gas natural, presenta una disminución del EBITDA de MM\$ 6.443 especialmente en la filial METROGAS. Esta disminución se explica básicamente por un aumento del costo del gas, producto de un aumento del 20% en el precio promedio del Henry Hub (indicador de precio internacional del gas natural), además de un incremento de los costos de transporte y de regasificación del gas natural, los cuales se encuentran indexados al dólar que se apreció un 16% respecto al peso chileno, al compararse con diciembre de 2013. Sin perjuicio de lo anterior, las ventas físicas en esta filial, tanto en los segmentos residencial, comercial, industrial y las correspondientes a las empresas eléctricas alcanzaron un crecimiento total de 12,8% al cierre del ejercicio.

La subsidiaria GAS SUR, que distribuye gas natural a clientes residenciales y comerciales en la Región del Bío Bío, aumentó su ventas físicas en 5% respecto a diciembre de 2013, registrando un alza de 1,7% en su cartera de clientes respecto a diciembre de 2013.

En lo que respecta a la Unidad de Negocios Gasco Magallanes, a diciembre de 2014, las ventas físicas de gas natural aumentaron 5,2% respecto a igual ejercicio del año anterior, producto de menores temperaturas promedio. Esta unidad de negocios continúa distribuyendo este recurso a sus aproximadamente 53.000 clientes, cobrando una tarifa regulada y el abastecimiento de gas se obtiene de proveedores nacionales.

Al 31 de diciembre de 2014, el número de clientes del sector gas natural en Chile abastecido por el Grupo CGE alcanzó los 661.238, con un aumento de 5% respecto a diciembre del año 2013.

El incremento que registra la depreciación del ejercicio en este sector es consecuencia del proceso de revaluación de los activos del negocio de gas natural llevado a cabo a diciembre de 2013, lo que implicó registrar un incremento del valor de su infraestructura con el consiguiente aumento del gasto por depreciación.

SECTOR SERVICIOS

- El EBITDA del Sector Servicios alcanzó a MM\$ 5.796, registrando una disminución de MM\$ 1.118 con respecto a diciembre de 2013, particularmente en la filiales IGSA (MM\$ 1.718) y CLG (MM\$ 909), compensado por el aumento en el Ebitda de NOVANET (MM\$ 2.096)

En el caso de la filial IGSA la reducción del EBITDA se deriva de una disminución en la venta de sitios que posee la sociedad en el Parque Industrial Coronel con respecto al ejercicio del año anterior. En CLG, la disminución obedece a ajustes en provisiones de materiales obsoletos.

Depreciación y Amortización del Ejercicio

A nivel consolidado la depreciación y amortización del ejercicio presentan un incremento de MM\$ 8.460 (7,7%), que se explica principalmente por las inversiones efectuadas durante el año 2014, por el proceso de revaluación de los activos del negocio de distribución de gas natural y menor medida por el proceso de revaluación del negocio eléctrico efectuado a fines del año 2014. Todos estos efectos se traducen en un mayor gasto por este concepto.

Resultado Fuera de la Explotación

Con respecto al Resultado Fuera de Explotación, la pérdida alcanzó a MM\$ 105.065, registrando un aumento de MM\$ 10.444. Esta mayor pérdida se explica principalmente por:

- Efecto de la variación de la unidad de fomento sobre las deudas financieras (5,7% al cierre de 2014 vs. 2,05% al cierre del ejercicio 2013), registrada bajo el rubro Resultado por Unidades de Reajuste.



- En el ejercicio 2014 se reflejó en el Resultado Fuera de la Explotación, el efecto derivado de la publicación de los Decretos de Precio de Nudo Promedio del Ministerio de Energía y la instrucción de reliquidación emanada de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. En los referidos decretos, se estableció la forma en que los precios de subtransmisión se incluyeron en las fórmulas tarifarias aplicables a los clientes finales sujetos a fijación de precios. Estos efectos produjeron una variación en las provisiones por reliquidaciones pendientes de cobro o de pago, tanto de capital como intereses.

Por otra parte, el resultado en asociadas y negocios conjuntos presenta un incremento debido a los mejores resultados de GNL Chile, GNL Quintero, Hualpén Gas.

Impuesto a las Ganancias

- Esta partida muestra una disminución de MM\$ 29.944 debido principalmente a los efectos derivados de la fusión de Emelectric y Emetal en CGE Distribución materializada durante el año 2014, debido a la generación de un activo por impuestos diferidos que surge de la asignación a los respectivos activos, de un goodwill tributario.

Estado de Resultados MM\$	dic.-14	dic.-13	Var. dic-14/dic-13	
			MM\$	%
Ingresos de Operación	2.563.451	2.285.681	277.769	12,2%
Costos de Operación	(2.173.260)	(1.847.596)	(325.664)	17,6%
EBITDA	390.191	438.085	(47.894)	-10,9%
Depreciación y Amortizaciones	(118.444)	(110.089)	(8.355)	7,6%
Resultado Explotación	271.747	327.997	(56.249)	-17,1%
Gasto Financiero Neto	(65.540)	(78.206)	12.666	-16,2%
Resultado Inversión en Asociadas	13.614	9.684	3.930	40,6%
Diferencias de Cambio	(2.416)	(900)	(1.516)	168,4%
Resultados por Unidades de Reajuste	(67.200)	(24.965)	(42.235)	169,2%
Otras ganancias (pérdidas)	16.477	(233)	16.710	-7168,0%
Resultado fuera de la Explotación	(105.065)	(94.621)	(10.444)	11,0%
Resultado Antes de Impuestos	166.682	233.375	(66.693)	-28,6%
Impuesto a las Ganancias	(23.526)	(53.470)	29.944	-56,0%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	-	3.632	(3.632)	-100,0%
Interés Minoritario	(82.436)	(102.126)	19.690	-19,3%
Resultado de CGE	60.720	81.411	(20.691)	-25,4%

3.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Activos MM\$	dic-14	dic-13	Var. dic-14/dic-13	
			MM\$	%
Activos Corrientes	673.803	661.700	12.103	1,8%
Activos no Corrientes	3.687.365	3.356.840	330.525	9,8%
Total Activos	4.361.168	4.018.540	342.628	8,5%

Como se observa en el cuadro anterior, los activos presentan un incremento de MM\$ 342.628 (8,5%) con respecto a diciembre de 2013, que se explica fundamentalmente por:



- **Incremento en el rubro Propiedades, Plantas y Equipos de MM\$ 317.182**, que se explica por:
 - Revaluación de activos: Al cierre del ejercicio se efectuó una revaluación de activos del segmento eléctrico y subsegmento de gas licuado así como todas las propiedades que son transversales al grupo, todo lo cual significó un aumento de MM\$ 246.263.
 - Adiciones por MM\$ 163.451, que provienen primordialmente de: GASCO por MM\$ 78.214, CGED por MM\$ 31.727, TRANSNET por MM\$ 27.091, EMEL NORTE por MM\$ 13.211, CONAFE MM\$ 5.917 y EDELMAG por MM\$ 4.112. Cabe destacar que durante el ejercicio 2014 se ha invertido a nivel consolidado el equivalente 1,45 veces la depreciación y el equivalente en base anual a un 4,0% de las propiedades, plantas y equipos a nivel bruto.
 - Lo anterior fue compensado por el gasto en depreciación que ascendió a MM\$ 112.333
- **Incremento de MM\$ 66.975 en la partida Deudores Comerciales**, especialmente en CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 76.656) producto principalmente de un aumento de las provisiones por reliquidaciones pendientes de cobro correspondiente a precio de nudo promedio. Lo anterior fue compensado parcialmente por un aumento en las provisiones de incobrables de MM\$ 21.336
- **Incremento en los Activos por Impuestos MM\$ 28.776** explicado principalmente por un incremento de los pagos provisionales mensuales especialmente en la filial GASCO.

Los incrementos indicados fueron compensados en parte por:

- Disminución de MM\$ 70.458 en la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo, especialmente en CGE Matriz (MM\$ 62.851), CGE DISTRIBUCIÓN (MM\$ 5.724) y GASCO (MM\$ 3.611) debido principalmente a la disminución del Flujo de la Operación.

Pasivo Exigible y Patrimonio

Pasivos MM\$	dic-14	dic-13	Var. dic-14/dic-13	
			MM\$	%
Pasivos Financieros	1.564.698	1.466.064	98.635	6,7%
Otros Pasivos	897.415	745.438	151.977	20,4%
Total Pasivo Exigible	2.462.114	2.211.502	250.612	11,3%
Participaciones no Controladoras	557.773	573.256	(15.483)	-2,7%
Patrimonio de los propietarios de la Controladora	1.341.282	1.233.782	107.499	8,7%
Patrimonio	1.899.055	1.807.038	92.016	5,1%
Total Pasivos	4.361.168	4.018.540	342.628	8,5%

Los Pasivos Exigibles del Grupo CGE muestran un incremento de MM\$ 250.612 (11,3%) con respecto al cierre del ejercicio 2013 debido fundamentalmente a:

- **Incremento de MM\$ 160.956 en los pasivos por impuestos diferidos**, debido al proceso de revaluación efectuados al segmento eléctrico y subsegmento gas licuado, a lo cual se agregó el efecto de la Reforma Tributaria recientemente aprobada.
- **Incremento de MM\$ 98.634 en la deuda financiera consolidada**, donde destaca el crecimiento de la deuda financiera de GASCO en MM\$ 45.736, CGE matriz en MM\$ 31.216, EMEL NORTE en MM\$ 13.548 así como en TRANSNET MM\$ 8.917 y CGE DISTRIBUCIÓN MM\$ 7.981, en gran medida como consecuencia del incremento



de la unidad de fomento durante el año 2014 y de las reliquidaciones pendiente de cobro por parte de las distribuidoras eléctricas debido a la publicación de los Decretos de Precio de Nudo Promedio y la instrucción de reliquidación emanada de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

El Patrimonio Neto experimentó un aumento de MM\$ 92.016 (5,1%) con respecto a diciembre de 2013 que se explica fundamentalmente por:

- Aumento de Reserva de Revaluación por MM\$ 120.746, conformado por el efecto de la revaluación de activos ascendente a MM\$ 179.772, compensado por el efecto de la Reforma Tributaria de MM\$ 59.026.
- Utilidad de la controladora al 31 de diciembre de 2014 por MM\$ 60.720.
- Dividendos pagados por MM\$ 50.005 al cierre del ejercicio 2014.
- Disminución de las Participaciones No controladoras en MM\$ 15.483, compuesto de MM\$ 82.436 correspondiente al resultado del ejercicio, compensado por los dividendos distribuidos y el efecto de la Reforma Tributaria sobre la reserva de revaluación ascendiendo ambos efectos a MM\$ -97.919

La evolución de los indicadores financieros más representativos de la Sociedad fue la siguiente:

Indicadores		Unidad	dic.-14	dic.-13	Var %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,09	1,18	-7,7%
	Razón Ácida	Veces	0,99	1,05	-6,2%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	1,30	1,22	5,9%
	Deuda Financiera / Patrimonio Neto	Veces	0,82	0,81	1,6%
	Deuda Financiera neta / Ebitda	Veces	3,81	3,01	26,7%
	Cobertura de Gastos Financieros Netos	Veces	5,95	3,42	74,1%
Composición de Pasivos	Deuda Corto Plazo / Deuda Total	%	25,20	25,42	-0,9%
	Deuda Largo Plazo / Deuda Total	%	74,80	74,58	0,3%
	Deuda Bancaria / Deuda Total	%	24,19	23,71	2,0%
	Obligaciones con el Público / Deuda Total	%	37,92	41,14	-7,8%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (ult. 12 meses) (1)	%	4,53	6,60	-31,4%
	Rentabilidad del Activo (ult. 12 meses) (2)	%	6,23	8,16	-23,7%

(1) Utilidad 12m / Patrimonio de la Controladora

(2) Resultado Operacional 12m / Total Activos

- **Deuda / Patrimonio Neto:** El incremento del nivel de endeudamiento se explica fundamentalmente por el aumento en el stock de deuda financiera derivado en parte por el retraso de la publicación de los decretos de precio nudo promedio, el efecto de la variación de la UF y el aumento de los impuestos diferido como consecuencia de la Reforma Tributaria y la revaluación de activos.
- **Deuda Financiera Neta / Ebitda:** El incremento de este indicador se debe al incremento de la deuda financiera como se explicó anteriormente, la disminución del saldo de disponible y la reducción del Ebitda.
- **Cobertura de Gastos Financieros Neto:** A pesar de la disminución del Ebitda, este indicador presenta una mejora en relación a diciembre de 2013, debido a la disminución de los gastos financieros. Lo anterior es consecuencia, en gran medida, del efecto de la publicación de los decretos de precio de nudo que instruyeron la reliquidación a los clientes sujetos a regulación de precios, lo que produjo una variación de las provisiones de intereses por reliquidaciones pendientes de cobro o de pago.
- **Rentabilidad / Patrimonio:** Este indicador se redujo debido la disminución de la utilidad del período y también por el incremento patrimonial como se explicó anteriormente.



- Rentabilidad / Activos: De manera similar al indicador anterior, éste se redujo en el presente ejercicio debido al incremento de los activos como consecuencia de la revaluación de activos y también por una disminución del resultado operacional.

4.- ANÁLISIS DEL ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO

Flujo de Efectivo MM\$	dic.-14	dic.-13	Var. dic-14/dic-13	
			MM\$	%
Flujo originado por actividades de la operación	248.109	431.598	(183.488)	-42,5%
Flujo originado por actividades de inversión	(175.606)	(133.865)	(41.742)	31,2%
Flujo originado por actividades de financiamiento	(140.758)	(307.638)	166.879	-54,2%
Flujo neto total del período	(68.255)	(9.905)	(58.351)	589,1%
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo	(2.202)	(1.698)	(504)	29,7%
Saldo inicial de efectivo	147.478	159.081	(11.603)	-7,3%
Saldo final	77.020	147.478	(70.458)	-47,8%

Al término ejercicio 2014, se registró un flujo neto negativo de MM\$ 68.255, inferior en MM\$ 58.351 respecto al ejercicio anterior, donde se registró un flujo negativo de MM\$ 9.905. Lo anterior obedece principalmente a:

- **Disminución de MM\$ 183.488 en el Flujo Originado por Actividades de la Operación** debido a principalmente a mayores desembolsos por compra de energía en las empresas distribuidoras de electricidad, a causa del mayor precio de ésta, el cual no ha sido traspasado completamente al precio de venta, producto de las reliquidaciones pendientes, afectando la recaudación.
- **Aumento de MM\$ 41.742 en el flujo asociado a actividades de inversión:**
 - Inversiones por MM\$ 15.430 por parte de GASCO y filiales en la adquisición de participaciones accionarias en las sociedades Gasoducto del Pacífico (Argentina) S.A., Gasoducto del Pacífico (Chile) S.A., Innergy Holding S.A., Gasoductos Gas Andes S.A., Gasoductos Gas Andes (Argentina) S.A.
 - Durante el año 2013 se recibió el flujo correspondiente a la venta del Proyecto Ñuble principalmente en NOVANET (MM\$ 25.437) y TRANSNET (MM\$ 8.978)
 - Lo anterior, fue compensado parcialmente por dividendos recibidos por MM\$ 11.256, de las sociedades GNL Quintero y Gas Andes (Argentina)
- **Disminución de MM\$ 166.879 en el flujo de desembolsos asociado a actividades de financiamiento**, debido principalmente a un incremento en el flujo procedente de financiamientos de corto plazo.

5.- ANÁLISIS DE LAS ÁREAS DE NEGOCIOS DEL GRUPO CGE.

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

Distribución de Electricidad

En el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile y en Argentina, el Grupo CGE abastece a un total de 3.526.716 clientes al 31 de diciembre de 2014. En Chile, la operación de este negocio está concentrada en las filiales EMELARI, ELIQUA, ELECDA, EMELAT, CONAFE, CGE DISTRIBUCIÓN y EDELMAG, quienes en conjunto



abastecen a 2.643.585 clientes entre la Región de Arica y Parinacota y Región de la Araucanía, incluyendo parte de la Región Metropolitana, y en la Región de Magallanes. Las ventas físicas en Chile alcanzaron a 13.331GWh al cierre del cuarto trimestre de 2014 con un incremento de 3,4% en comparación a las registradas a diciembre del año 2013.

En Argentina, el Grupo CGE a través de sus empresas relacionadas ENERGÍA SAN JUAN, EDET, EJESA y EJSSESA abastece a 883.131 clientes distribuidos en las provincias de San Juan, Tucumán y Jujuy, con ventas físicas que alcanzaron a 4.520 GWh al 31 de diciembre de 2014 con un incremento de 4,9% con respecto al ejercicio anterior.

Empresa	Ventas Físicas (GWh)			Nº Clientes		
	dic-14	dic-13	Var. %	dic-14	dic-13	Var. %
CGE DISTRIBUCIÓN	9.024	8.692	3,8%	1.767.275	1.718.228	2,9%
EMELARI	291	278	4,7%	68.911	67.924	1,5%
ELIQSA	465	495	-6,0%	94.555	91.235	3,6%
ELECDA	905	870	4,0%	168.267	165.015	2,0%
CONAFE	1.713	1.641	4,4%	392.222	380.055	3,2%
EMELAT	661	652	1,3%	96.009	93.780	2,4%
EDELMAG	272	266	2,2%	56.346	55.399	1,7%
Total Chile	13.331	12.894	3,4%	2.643.585	2.571.636	2,8%
EDET	2.348	2.222	5,7%	476.804	464.513	2,6%
ENERGÍA SAN JUAN	1.407	1.377	2,2%	210.547	205.538	2,4%
EJESA-EJSSESA	765	708	8,0%	195.780	189.810	3,1%
Total Argentina	4.520	4.307	4,9%	883.131	859.861	2,7%
Total	17.851	17.201	3,8%	3.526.716	3.431.497	2,8%

Transmisión y Transformación de Electricidad

El Grupo CGE participa en el negocio de transformación y transporte de energía eléctrica tanto en el Sistema Interconectado Central (SIC), en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y también en el Sistema de Magallanes.

En el SIC, esta actividad es desempeñada principalmente por la subsidiaria TRANSNET, con una infraestructura de subtransmisión y transformación que se extiende desde la Región de Atacama a la Región de Los Lagos, sirviendo no sólo a las empresas distribuidoras del Grupo CGE, sino también a otras distribuidoras, empresas generadoras, cooperativas y grandes clientes. Al 31 de diciembre de 2014, la energía retirada del sistema de subtransmisión de TRANSNET alcanzó a 13.022 GWh, con un aumento de 4,4% respecto del año anterior.

En el SING, el GRUPO CGE desarrolla esta actividad de negocios a través de la subsidiaria TRANSEMEL, que atiende a las empresas distribuidoras del SING, es decir, EMELARI, ELIQSA y ELECDA, quienes también poseen activos propios de subtransmisión.

Por su parte, en el Sistema de Magallanes, la subsidiaria EDELMAG posee instalaciones de transporte y transformación de energía eléctrica que complementan el negocio de distribución de electricidad en la XII Región.



Gas Licuado

A través de GASCO y su subsidiaria GASCO GLP, el Grupo CGE participa en el negocio de distribución de gas licuado, con una cobertura que se extiende entre la Región de Tarapacá y la Región de Los Lagos, así como también en la Región de Magallanes. Al 31 de diciembre de 2014, la participación de mercado anualizada de GASCO alcanzó a 26,6% a nivel nacional.

Por su parte, la subsidiaria GASMAR continúa abasteciendo de GLP a una parte significativa de la demanda local. Esta subsidiaria se ha consolidado como el principal proveedor de gas licuado en el mercado de GLP nacional, registró un incremento de sus ventas físicas en un 3,6% respecto al ejercicio 2013.

GASCO ha continuado consolidando su presencia en el mercado de distribución de GLP en Colombia a través de sus marcas Vidagas y Unigas. Gracias a las inversiones realizadas hasta la fecha y el crecimiento vegetativo de dicho mercado, la operación consolidada de distribución de GLP en Colombia alcanzó aproximadamente el 21% de participación de mercado.

Gas Natural

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

En el negocio de distribución de gas natural en Chile, GASCO participa en esta actividad a través de sus empresas relacionadas METROGAS, en las regiones Metropolitana y del Libertador General Bernardo O'Higgins, GAS SUR e INNERGY HOLDINGS en la Región del Bío Bío y la unidad de negocios Gasco Magallanes en la Región de Magallanes. El número total de clientes abastecidos por METROGAS, GAS SUR y Gasco Magallanes alcanzó a 661.238 al cierre del cuarto trimestre de 2014, con ventas físicas, sin considerar las ventas a las empresas eléctricas, que ascendieron a 1.202 millones de m³, cifra un 4% mayor a la obtenida a igual período del año anterior.

Por intermedio de GASNOR y GASMARKET, GASCO opera activos de distribución de gas natural en la zona noroeste de Argentina, abasteciendo de gas natural a 491.076 clientes. GASCO también participa en el transporte de gas natural a través de su subsidiaria GASODUCTO DEL PACÍFICO y la asociada GASANDES.