



GRUPO CGE
MEMORIA 2011

CONAFE





CONAFE

GRUPO CGE
MEMORIA 2011



MEMORIA
ANUAL



CONTENIDO

• Carta del Presidente a los Accionistas	7	• Gestión Comercial	24
• Directorio	10	• Gestión Operacional	32
• Administración	11	• Gestión de Personas	34
• Reseña Histórica	12	• Gestión Financiera	38
• Hechos Destacados	15	• Compromiso con la Comunidad	42
• Informe a los Accionistas	17		

Marcha de la Compañía 23



Antecedentes Generales de la Compañía

45

- Identificación de la Sociedad 46
- Oficinas 50
- Descripción del Sector Eléctrico 51
- Descripción de las Actividades y Negocios 52
- Propiedad y Control 53
- Transacciones de Acciones 61
- Estructura Organizacional 62
- Remuneración del Directorio y Ejecutivos Principales 64
- Declaración de Responsabilidad 65
- Empresa Subsidiaria Energía del Limarí S.A. 67

Estados Financieros

71

- Estados Financieros Consolidados 72
- Informe de los Auditores Independientes 80

Estados Financieros Resumidos de Subsidiaria

81

- Estados Financieros Resumidos de Subsidiaria 82



Carta del Presidente a los Accionistas

En nombre del Directorio, me es grato presentar a ustedes la Memoria Anual de CONAFE correspondiente al Ejercicio 2011.

El año 2011, al igual que el anterior, fue un período que estuvo marcado principalmente por la contingencia en nuestras oficinas comerciales y con nuestros clientes, en el marco de los inconvenientes que generó la puesta en marcha de la nueva plataforma informática implementada en 2010. Fue así como durante este período se llevó a cabo un importante trabajo en nuestras Gerencias Zonales, Administraciones y en Oficina Central para hacer frente a la situación, reforzando nuestro equipo de atención clientes en oficinas, y también nuestras áreas de procesos internos. Este apoyo brindado por nuestros colaboradores externos e internos nos permitió alcanzar muy buenos niveles en los tiempos de atención y de espera de nuestros clientes, en la atención a los reclamos y nuestra facturación. Todo gracias al compromiso, la perseverancia y trabajo en equipo desplegado por nuestros colaboradores.

Las medidas especiales mencionadas en el párrafo anterior, implicaron incurrir en gastos extraordinarios, que sumados a las nuevas regulaciones del sector eléctrico, influyeron en los resultados de la Compañía los cuales no reportaron utilidades.

Debido a los inconvenientes generados a nuestros clientes, durante el Ejercicio 2011 ofrecimos una serie de medidas para mitigar los problemas y entregar soluciones oportunas. De esta manera, se ampliaron los horarios de atención a los días sábado; se efectuó una validación externa de calidad de lectura, reparto de boleta y atención comercial; se llevó a cabo un proceso de atención en terreno a Juntas de Vecinos; se desarrolló un plan para entregar atención comercial más expedita y personalizada; y finalmente, se otorgaron descuentos voluntarios para los clientes que realizaron reclamos entre el 1 de septiembre de 2010 y 15 de mayo de 2011.

Con las medidas mencionadas anteriormente, logramos acercarnos de manera positiva a la comunidad, en el constante objetivo de recuperar la confianza de nuestros clientes. Es así como podemos informar que hemos logrado un importante nivel de efectividad en nuestro proceso de facturación, con un 99,6% al cierre de este Ejercicio. Adicionalmente, a fines de este año y por medio de un trabajo mancomunado de las diferentes filiales del Grupo CGE involucradas en el proceso, pusimos en marcha el ambicioso proyecto de la Boleta 2.0, la cual se convertirá en un importante beneficio para nuestros clientes, ya que separa y explica con mayor claridad los cobros asociados al consumo eléctrico y los gastos por compras de retail, seguros o televisión digital de Novanet.

El trabajo con Juntas de Vecinos -a través de Mesas de Trabajo que contaron con la participación de clientes y autoridades- tomó gran fuerza durante el Ejercicio 2011, sobre todo por la buena recepción de la comunidad. Este trabajo derivó posteriormente en un Plan de Proyectos Comunitarios, donde CONAFE evaluó una serie de proyectos que nacieron de las propias necesidades de las diferentes Juntas de Vecinos, los cuales se comenzaron a desarrollar a fines de 2011 y continuarán durante 2012. Quiero destacar la labor efectuada por las Administraciones y Gerencias Zonales, pues por medio de este trabajo logramos una importante inserción en las comunidades donde entregamos servicio público eléctrico, resolviendo las dudas de nuestros clientes en terreno y aportando constructivamente en diferentes proyectos desarrollados en conjunto.

En esta misma línea, en diciembre de 2011 llevamos a cabo en Papudo el Encuentro Regional sobre “Desafíos Energéticos de la región de Valparaíso”, donde al igual que el efectuado en La Serena el año 2010, se debatió sobre esta materia desde el ámbito académico, empresarial y gubernamental. El foco principal se basó en la eficiencia energética para los sectores industriales de nuestra zona de concesión, con mayor énfasis en los clientes agrícolas de la provincia de Petorca.

Asimismo, una vez más fuimos auspiciadores del Concurso Internacional de Ejecución Musical Dr. Luis Sigall, el cual año a año es organizado por la Corporación Cultural de Viña del Mar con la finalidad de apoyar a futuros talentos musicales de todo el mundo. También nos comprometimos nuevamente como empresa con la Campaña Misión Noche Buena, donde el Grupo CGE logró entregar una “cena de navidad” a más de 25 mil familias en todo el país.

Adicionalmente, en enero de 2011, CONAFE llevó a Viña del Mar y a Ovalle el show “Pura Energía-Puro Verano”, donde cerca de 6.000 personas pudieron disfrutar en familia de un evento de body percussion, donde se mezcló danza, teatro y percusión con el cuerpo. En este contexto, los integrantes de “Teatro Phi” realizaron un taller con niños y adolescentes a quienes enseñaron técnicas básicas de teatro, danza y percusión; todo en el marco del compromiso con nuestros clientes y nuestra comunidad.

Por otra parte, y en el ámbito de la estructura interna de la Compañía, me gustaría destacar la reestructuración de la Gerencia de Personas y Administración, que derivó en la formación de la Gerencia Gestión de Personas y de la Gerencia de Administración y Finanzas. Este cambio nos permitirá avanzar de manera positiva y con mayor fuerza en ambas áreas, con la finalidad de hacer frente a los nuevos desafíos que hemos trazado en nuestra Planificación Estratégica.

Otro aspecto importante para la Compañía y que tiene relación con la calidad del servicio que entregamos a nuestros clientes, son los índices de calidad de suministro, que durante 2011 se mantuvieron constantes y con buenos resultados. En esta misma línea, durante el Ejercicio, en CONAFE se realizaron inversiones por M\$4.971.462, destinadas al mejoramiento de la calidad del servicio e infraestructura eléctrica, con el objetivo de entregar mayor confiabilidad y calidad a nuestros clientes. Es así como se realizó un importante proyecto en La Serena, consistente en el refuerzo del alimentador Diaguitas de la subestación de poder Vicuña en 23 kV en una longitud de 9 kilómetros.

En el ámbito comercial, cabe destacar que se suscribió un nuevo contrato de suministro a precio libre con Minera Teck Carmen de Andacollo, el que implica una demanda de 2,2 MW que se adicionan a los 5,8 MW que este cliente mantiene con CONAFE. De igual manera, en el área de Minería, y también con el cliente Minera Teck Carmen de Andacollo, se logró la adjudicación del contrato de Mantenimiento de Líneas de Media Tensión por un período de 3 años, el que se suma al contrato que mantenemos con Minera Los Pelambres, confirmando de esta forma a CONAFE como un prestador de servicios en el mercado de la minería.



Durante 2011 se realizó el proceso de Negociación Colectiva, que al igual que en ocasiones anteriores, estuvo marcado por el respeto, tolerancia y comunicaciones francas. De esta forma, en diciembre se llegó a un exitoso acuerdo entre las partes.

Sin duda fue un año difícil, con múltiples contingencias, y un negocio de distribución ajustado y complejizado, que impone mayores exigencias a las cuales hacer frente. Las herramientas de Planificación Estratégica y el Balanced Score Card permitirán a cada área de la empresa, analizar y gestionar sus procesos, a fin de controlar y direccionar las tareas y metas que nos hemos planteado para el año 2012, en base al trabajo en equipo y los valores de nuestra Compañía.

Este fue un año de mucha entrega, compromiso y esfuerzo, lo que es destacable pues demuestra el espíritu de las personas que forman esta empresa. Estoy seguro que la energía positiva de cada uno de nuestros colaboradores permitirá cumplir los objetivos e iniciativas que nos hemos planteado para el futuro de nuestra Compañía.



José Luis Hornauer Herrmann
Presidente



DIRECTORIO



José Luis Hornauer Herrmann
Presidente
Empresario, Director de empresas
RUT: 5.771.955-9



Francisco Marín Jordán
Vicepresidente
Ingeniero Civil en Obras Civiles, Director de empresas
RUT: 8.351.571-6

DIRECTORES



Pablo Guarda Barros
Ingeniero Civil Mecánico,
Director de empresas
RUT: 6.896.300-1



Rafael Marín Jordán
Ingeniero Comercial,
Director de empresas
RUT: 8.541.800-9



Pablo Neuweiler Heinsen
Ingeniero Civil Mecánico,
Director de empresas
RUT: 7.715.873-1



Andrés Pérez Cruz
Ingeniero Agrónomo, Empresario agrícola,
Director de empresas
RUT: 7.561.860-3



Gonzalo Rodríguez Vives
Ingeniero Comercial,
Director de empresas
RUT: 6.376.813-8

ADMINISTRACIÓN



Rodrigo Vidal Sánchez

Gerente General
Ingeniero Ejecución Mecánico,
Magíster en Gestión de Empresas
RUT: 6.370.216-1



Andrea Urrutia Avilés

Gerente de Administración y Finanzas
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 9.112.192-1



Martín Argaluz Olaeta

Gerente Gestión de Personas
Ingeniero Comercial
RUT: 7.034.159-K



Sergio León Flores

Gerente de Ingeniería y Operaciones
Ingeniero Civil Industrial
RUT: 9.982.926-5



Jaime Soto Molina

Gerente Comercial y Regulación
Ingeniero Civil Eléctrico
RUT: 10.038.325-K



José Ignacio Alliende González

Gerente Zonal IV Región
Ingeniero Civil de Industrias
RUT: 9.101.445-9



Juan José Ledermann Díaz

Gerente Zonal V Región
Ingeniero Comercial
RUT: 12.918.844-8

Misión

Somos una empresa del Grupo CGE, que debe crear valor para los clientes, accionistas, colaboradores y comunidad, comprometida en satisfacer las necesidades de energía eléctrica y servicios asociados en nuestra zona de influencia.

Visión

Ser reconocidos por nuestra eficiencia operacional en el servicio de distribución de energía eléctrica y servicios asociados.

Reseña Histórica

Más de 60 años de exitosa operación conforman la historia de la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. (CONAFE). Nuestra Empresa tiene un antiguo origen en la Compañía de Refinería de Azúcar de Viña del Mar (CRAV), que inició su operación en 1873. En 1913, producto de las necesidades impuestas por su desarrollo, decidió ampliar sus actividades al campo de la electricidad, para lo cual adquirió los activos de la Compañía “Viña del Mar Electric Company”, empresa concesionaria de la iluminación urbana, pública y residencial de la Ciudad Jardín.

Continuando con su expansión, en 1928 CRAV comenzó a construir en su refinería una moderna central termoeléctrica que constaba de cuatro unidades, las que generarían corriente alterna para el funcionamiento de sus instalaciones y adicionalmente para distribuir energía eléctrica a toda la ciudad de Viña del Mar.

Como consecuencia de la actividad desarrollada por CRAV en el negocio eléctrico, en 1945 ésta decidió formar una nueva empresa: CONAFE, al adquirir la Compañía Sudamericana de Servicios Públicos, que distribuía electricidad en las ciudades de Antofagasta, Curicó, Molina, San Javier, Linares y Punta Arenas.

CONAFE fue creada el 6 de septiembre de 1945, iniciando desde ese momento una ininterrumpida labor de servicio a la comunidad, caracterizada por una fuerte vocación de servicio y un decidido aporte al desarrollo de país. Una década después, en 1955, CONAFE enajenó a Endesa el establecimiento de Punta Arenas, y un año más tarde, en 1956, hizo lo mismo con la central y red de Antofagasta.

Tras la quiebra de CRAV en 1984, la Compañía General de Electricidad S.A. (CGE) adquirió el 95,61% de las acciones de CONAFE, que fueron licitadas por la Comisión Liquidadora del Convenio Judicial Preventivo de CRAV Alimentos S.A.C.I. Actualmente, la participación accionaria de CGE en la propiedad de CONAFE alcanza a 99,57%.

En 1991 CONAFE inició un plan de expansión, que la llevó a adquirir un paquete minoritario de acciones de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG), licitadas por Endesa, y en 1995 alcanzó el control de esa Compañía.

En tanto, en 1994 CONAFE adquirió el 19,03% de la Sociedad de Computación Binaria S.A. (BINARIA), pasando a compartir la propiedad de ésta con la Compañía General de Electricidad S.A. y GASCO.

La expansión internacional de CONAFE en la distribución de energía eléctrica se inició en julio de 1995, cuando integró el consorcio Norelec S.A., formado por CONAFE (25%), CGE (25%) y la empresa argentina José Cartellone Construcciones Civiles S.A. (50%); este consorcio se adjudicó la licitación del 51% de las acciones de la Empresa de Distribución Eléctrica de Tucumán S.A. (EDET), que posee la concesión de la distribución eléctrica en la Provincia de Tucumán en la República Argentina. De esta manera CONAFE, en conjunto con CGE, llegó a controlar directa e indirectamente el 50% de EDET.



Por su parte, EDET controla directa e indirectamente la Empresa Jujeña de Energía S.A. (EJESA), que atiende a los centros urbanos de la Provincia de Jujuy, y la Empresa Jujeña de Sistemas Energéticos Dispersos S.A. (EJSEDSA), que distribuye energía en sectores aislados y dispersos no atendidos por el Sistema Interconectado Argentino.

En agosto del año 1998, y acorde con esta estrategia de diversificación, CONAFE y Transformadores Tusan Ltda. formaron la sociedad Enerplus S.A., cuyo objeto era la construcción, mantención y reparación de instalaciones industriales y de distribución, propias o de terceros; asesorías y proyectos en el área eléctrica; calibración y certificación de medidores; y generación de respaldo. Luego de un aumento de capital en noviembre de 1999, CONAFE alcanzó el 99,5% de la propiedad de Enerplus S.A.

En abril de 2001, CONAFE adquirió el 0,01% de las acciones de Inmobiliaria General S.A. (IGSA), para luego, en noviembre de ese mismo año, adquirir una acción de la sociedad argentina International Financial Investments S.A. (IFISA), lo que representa el 0,0001% de participación en el patrimonio de la sociedad.

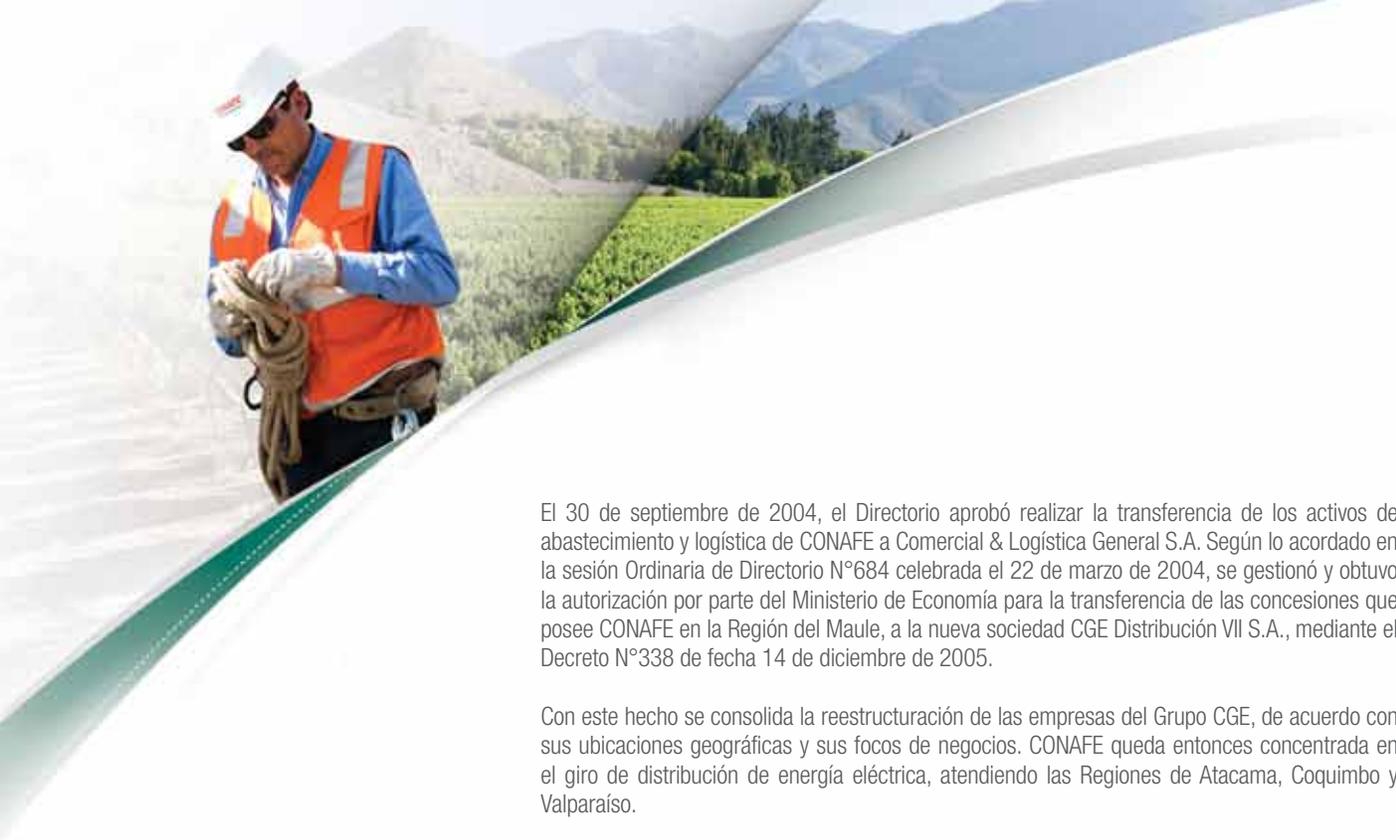
En diciembre de 2002, CONAFE suscribió un contrato de compraventa con su matriz CGE, en virtud del cual adquirió a esta última el 99,39% del capital accionario de Empresa Eléctrica Emec S.A. (EMEC), la cual distribuía energía eléctrica en una comuna de la Región de Atacama, en quince comunas de la Región de Coquimbo y en seis de la Región de Valparaíso.

En junio de 2003 y como parte de un programa de reestructuración corporativa del Holding CGE, CONAFE vendió a su matriz CGE la totalidad de las acciones que poseía en las sociedades BINARIA y ENERPLUS.

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 17 de diciembre de 2003, producto del proceso de reorganización impulsado por la matriz CGE, se aprobó la división de CONAFE en una sociedad anónima cerrada continuadora de la Sociedad, que conservaría su razón social, y dos nuevas Sociedades Anónimas Cerradas, constituidas con las razones sociales CGE Magallanes S.A. y CGE Argentina S.A. A estas sociedades les fueron distribuidas la totalidad de las participaciones accionarias en Edelmag S.A., Inversiones El Raulí S.A., Inmobiliaria General S.A., Norelec S.A., Edet S.A. e International Financial Investments S.A.

En diciembre de 2003 se celebraron contratos de compraventa a través de los cuales CONAFE enajenó a CGE Transmisión S.A. la totalidad de los activos de transmisión y transformación de energía eléctrica que poseía en las Regiones de Valparaíso y del Maule.

El 27 de enero de 2004, en Junta Extraordinaria de Accionistas, se acordó la fusión de CONAFE y EMEC.



El 30 de septiembre de 2004, el Directorio aprobó realizar la transferencia de los activos de abastecimiento y logística de CONAFE a Comercial & Logística General S.A. Según lo acordado en la sesión Ordinaria de Directorio N°684 celebrada el 22 de marzo de 2004, se gestionó y obtuvo la autorización por parte del Ministerio de Economía para la transferencia de las concesiones que posee CONAFE en la Región del Maule, a la nueva sociedad CGE Distribución VII S.A., mediante el Decreto N°338 de fecha 14 de diciembre de 2005.

Con este hecho se consolida la reestructuración de las empresas del Grupo CGE, de acuerdo con sus ubicaciones geográficas y sus focos de negocios. CONAFE queda entonces concentrada en el giro de distribución de energía eléctrica, atendiendo las Regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso.

Producto de lo anterior, en noviembre de 2005 se realizó el traspaso a CGE Distribución S.A. del personal de CONAFE de las Administraciones Curicó y Linares.

Continuando con el proceso de reestructuración, el 19 de mayo de 2006 en Junta Extraordinaria de Accionistas se acordó la división de la sociedad, con efecto retroactivo a partir del 1 de abril de 2006, en una sociedad anónima cerrada continuadora de la Sociedad, que conservara su razón social, y una nueva Sociedad Anónima Cerrada bajo la razón social CGE Distribución VII S.A. A esta nueva sociedad se le entregó la operación y explotación de las concesiones de servicio público de distribución de electricidad que CONAFE poseía en la Región del Maule.

Un nuevo paso en el desarrollo de CONAFE es la compra, con fecha 5 de enero de 2007, del 51% de la propiedad accionaria de la empresa Energía del Limarí S.A. (ENELSA), prestadora de servicios de distribución de energía eléctrica en la zona de Ovalle, Región de Coquimbo, con lo cual CONAFE comenzó a atender aproximadamente 10.000 nuevos clientes.

Con la finalidad de mantener la vigencia de la Sociedad Energía del Limarí S.A. (ENELSA), con fecha 20 de diciembre de 2008 CONAFE hace traspaso de una acción a CGE Magallanes S.A. con lo cual ésta se hace propietaria del 0,1% de las acciones de ENELSA.

Con fecha 29 de diciembre de 2008 CONAFE adquiere el 49% restante de la propiedad accionaria de la empresa Energía del Limarí S.A. (ENELSA), correspondiente a 490 acciones, quedando así con el 99,9% de la participación en dicha empresa.

Es así como CONAFE actualmente opera con una clara orientación a la excelencia de servicio para sus clientes, combinando más de 60 años de tradición, estabilidad y solvencia como empresa de distribución de energía eléctrica. Con el respaldo que le entrega su matriz CGE, CONAFE se desarrolla día a día buscando nuevas oportunidades de crecimiento tanto para el desarrollo de la Compañía, como para sus clientes; en el constante objetivo de convertirse en un socio constructivo para las regiones y comunidades donde está presente.

Hechos Destacados

Creación de Gerencia Gestión de Personas

En septiembre de 2011 el Directorio de CONAFE aprobó la reestructuración de la Gerencia de Personas y Administración, la cual se dividió en dos Gerencias a partir del 1 de septiembre de 2011: la Gerencia de Administración y Finanzas, y se creó la Gerencia Gestión de Personas.

Negociación Colectiva

Durante el año 2011 se realizó el proceso de negociación colectiva, el cual involucró a los cuatro sindicatos existentes en CONAFE.

Clima Laboral

En el Ejercicio 2011 se concretaron distintas actividades y se iniciaron Proyectos tendientes a mejorar el ambiente laboral y entregar una mejor Calidad de Vida a nuestros colaboradores y sus familias.

Olimpiadas

En el mes de septiembre, en la ciudad de Caldera, se llevaron a cabo las Olimpiadas CONAFE-EMELAT. Este evento reunió a más de 180 deportistas, quienes compartieron en un ambiente de sana competencia, reforzando lazos de amistad y trabajo en equipo, al alero de los valores del Alma de Nuestro Grupo.

Soluciones de Energías Renovables

El énfasis del 2011 respecto a CONAFE SER se centró en fortalecer la operación y mantenimiento del proyecto por medio de reuniones periódicas con el Gobierno Regional de Coquimbo, con el objetivo de cumplir con los compromisos establecidos, tanto con el Gobierno Regional como con nuestros clientes, y analizar la nueva tarifa presentada al GORE, que permitirá dar sustentabilidad al proyecto.

Inversiones Operacionales

Durante el Ejercicio 2011 CONAFE realizó diversas inversiones en su actual zona de concesión por un monto de M\$4.971.462, destinadas principalmente al abastecimiento de los nuevos clientes, la disminución de pérdidas, renovación de instalaciones y mejoramiento de la calidad de servicio.

Negocio de Minería

Al cierre del Ejercicio 2011, podemos destacar las importantes obras eléctricas desarrolladas para Minera Tres Valles; el exitoso tercer año de nuestro contrato con Minera Los Pelambres; y la adjudicación de un contrato de mantenimiento con Minera Teck Carmen de Andacollo.

Clientización

Continuando con el marco de Clientización, el cual dio inicio en julio del año 2009, durante el año 2011 se ha continuado trabajando en entregar una atención de calidad a nuestros clientes, centrándonos principalmente en una orientación comercial basada en la satisfacción, además de especificar indicadores para el diseño de las oficinas comerciales.



Calidad de Atención de Clientes

Durante el año 2011, el Proyecto de Calidad se basó principalmente en la Encuesta que muestra el Índice de Lealtad del Cliente, la cual mide la percepción con respecto a Atención en Call Center, Atención en Oficinas Comerciales, Facturación y Recaudación, Servicio de Emergencia y Corte y Reposición, obteniendo como resultado un aumento de un 18,96% en el Índice de Lealtad del Cliente.

Pura Energía. Puro Verano

Clientes de Viña del Mar y Ovalle asistieron al evento organizado por CONAFE y el Grupo CGE, donde el Grupo "Teatro Phi" dio vida en ambas ciudades al show denominado "Pura Energía. Puro Verano".

Mesas de Trabajo con Juntas de Vecinos

Durante mayo de 2011, y con el objetivo de generar mayor acercamiento con nuestros clientes, en CONAFE se impulsaron Mesas de Trabajo con Juntas de Vecinos y Autoridades, con la finalidad de conocer de primera fuente sus consultas e inquietudes. Cabe destacar que este trabajo derivó también en atenciones en terreno que realizó la empresa a sus clientes, como también en el levantamiento de proyectos comunitarios para entregar a la comunidad.

Informe a los Accionistas

Señores Accionistas:

El Directorio presenta a vuestra consideración la Sexagésima Séptima Memoria Anual y los Estados Financieros correspondientes al Ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011.

La gestión del Ejercicio 2011 arroja una pérdida neta atribuible a los propietarios de la controladora de M\$3.230.574, lo que implica un incremento de la pérdida con respecto al año 2010.

Por su parte los ingresos ordinarios alcanzaron la suma de M\$168.098.725, cifra superior a la obtenida durante el año 2010. Con respecto al margen bruto este fue de M\$25.905.905.

Finalmente, los activos del Ejercicio 2011 alcanzaron los M\$276.929.659, mientras los pasivos totalizaron M\$116.743.816.

Cifras en M\$ a Moneda Histórica de diciembre de cada Año

Año	Ventas	Activos	Pasivos	Utilidad (Pérdida) del Ejercicio Atribuible a Controladora
2007	128.777.226	205.189.407	91.647.818	8.483.429
2008	151.168.343	227.609.817	105.530.458	6.965.415
2009	157.882.622	253.687.394	97.658.995	7.197.339
2010	157.425.889	295.919.630	131.999.317	(1.724.359)
2011	168.098.725	276.929.659	116.743.816	(3.230.574)

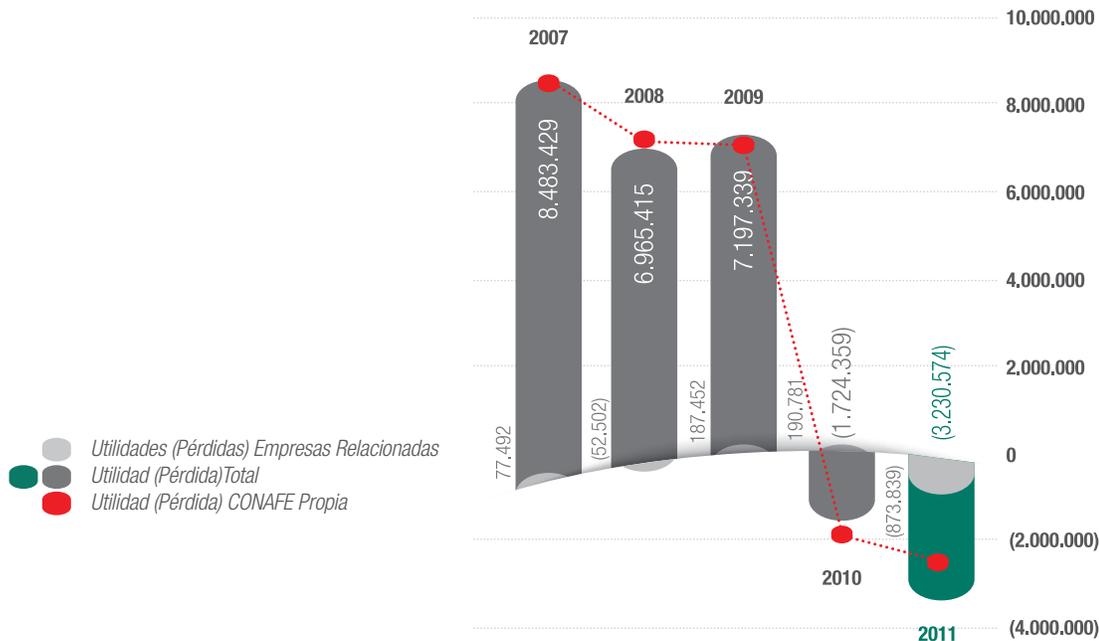
Utilidad del Ejercicio Moneda Histórica

Año	Utilidad (Pérdida) CONAFE Propia	Utilidad (Pérdida) Empresas Relacionadas	Utilidad (Pérdida) del Ejercicio Atribuible a Controladora
	M\$	M\$	M\$
2007	8.405.937	77.492	8.483.429
2008	7.017.917	(52.502)	6.965.415
2009	7.009.887	187.452	7.197.339
2010	(1.915.140)	190.781	(1.724.359)
2011	(2.356.735)	(873.839)	(3.230.574)

Utilidades Ejercicios 2007 y 2008 bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados. Utilidad 2009, 2010 y 2011 bajo normativa IFRS, correspondiente a Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora.

Resultado del Ejercicio Período 2007-2011

Moneda Histórica



Distribución de Resultados

Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora.	M\$	(3.230.574)
Pérdidas acumuladas que no provienen de ajustes por primera adopción IFRS.	M\$	0
Pérdida del Ejercicio	M\$	(3.230.574)

Dividendos

La política de dividendos aprobada por el Directorio e informada en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 13 de abril de 2011, contempló repartir a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de la Compañía, siempre que la situación financiera de la Empresa lo permitiese.

Dividendos Acordados Años 2009, 2010 y 2011

(Moneda Histórica)

Dividendo N°	Fecha de Reparto	Monto por Acción	Monto Total	Cargo
		\$	M\$	
80	24-04-2009	2,69	426.559	Definitivo Ejercicio 2008
81	24-06-2009	8,16	1.293.947	Provisorio Ejercicio 2009
82	24-09-2009	14,01	2.221.629	Provisorio Ejercicio 2009
83	24-12-2009	7,20	1.141.717	Provisorio Ejercicio 2009
84	27-04-2010	5,75	911.789	Definitivo Ejercicio 2009
85	28-06-2011	4,15	658.074	Dividendo Eventual 2011

El Directorio ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas no distribuir dividendos.

El siguiente cuadro muestra los dividendos repartidos por acción en cada año.

Dividendos Pagados por Acción 2009, 2010 y 2011

Año	Valor Histórico
	\$
2008	42,20
2009	35,12
2010	0
2011	4,15

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 783 de fecha 23 de mayo de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 85 de \$ 4,15 por acción con cargo a las utilidades del Ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 28 de junio de 2011, por un total de M\$658.074.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 791 de fecha 26 de diciembre de 2011, acordó la recalificación del dividendo provisorio N° 85, otorgándole carácter de dividendo eventual, mediante la imputación íntegra de su monto al rubro Ganancias (pérdidas) acumuladas.

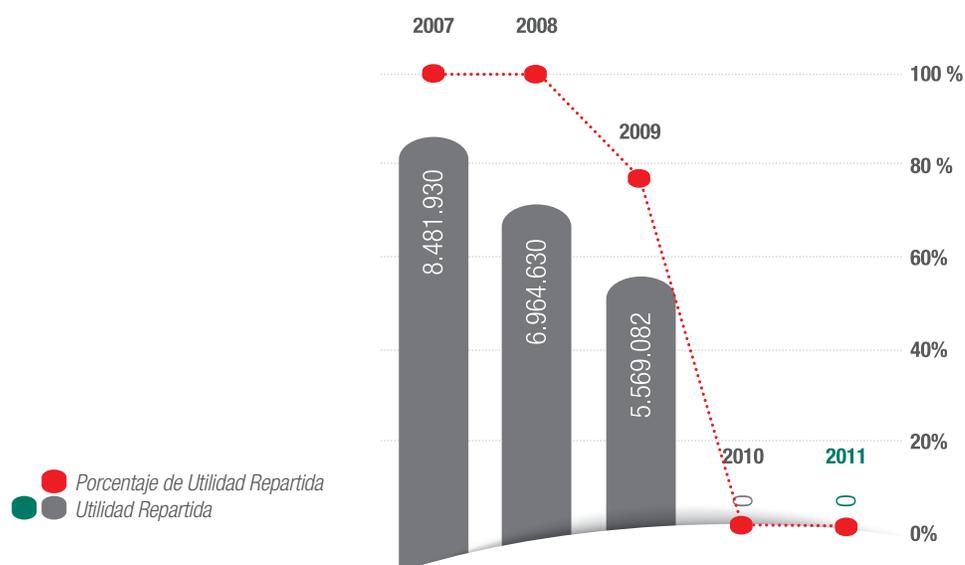
En el cuadro siguiente se muestra la utilidad repartida con cargo a cada Ejercicio en los últimos años, en moneda histórica y como porcentaje de la utilidad del año.

Utilidad Repartida con Cargo al Ejercicio de Cada Año (en M\$ históricos)

Año	M\$	% de Utilidad del Ejercicio
2007	8.481.930	100%
2008	6.964.630	100%
2009	5.569.082	77%
2010	0	0%
2011 (*)	0	0%

(*) Dividendo N°85 repartido en Ejercicio 2011 de \$4,15 por acción tiene carácter de eventual, no imputable a resultado del Ejercicio.

Porcentaje de la Utilidad Repartida (con cargo a cada Ejercicio durante los últimos 5 años)



Distribución de Utilidades

El resultado del Ejercicio 2011 ascendió a una "Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora", ascendente a (M\$3.230.574), que será absorbida por utilidades retenidas existentes en la Sociedad.

Capital y Reservas

De acuerdo al balance, el Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de la Controladora al 31 de diciembre de 2011 alcanzó a M\$160.180.658. Con este patrimonio, el valor libro a esa fecha, considerando las 158.571.960 acciones suscritas y pagadas, ascendió a \$1.010,14 por acción.

El capital y fondos de reservas de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 quedan constituidos como sigue:

Capital en acciones	M\$	121.599.631
Primas de emisión	M\$	0
Otras Reservas	M\$	21.630.709
Ganancias (pérdidas) acumuladas	M\$	16.950.318

PATRIMONIO NETO ATRIBUIBLE A LOS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO NETO DE LA CONTROLADORA	M\$	160.180.658
---	------------	--------------------

Política de Dividendos para el Ejercicio 2012

Para el Ejercicio 2012, el Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas distribuir no menos del 30% de las utilidades líquidas de la Compañía, mediante tres dividendos provisorios y un dividendo definitivo, con cargo a las utilidades del Ejercicio.

Los dividendos provisorios se calcularán sobre la base de los estados financieros trimestrales y se pagarán, en lo posible, durante los meses de junio, septiembre y diciembre de 2012. Corresponderá a la Junta Ordinaria de Accionistas acordar la distribución del dividendo definitivo.

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



Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 13 de abril de 2010 se procedió a la elección del Directorio con vigencia para el período 2010-2013, el cual quedó compuesto por los siguientes señores:

Presidente: José Luis Hornauer Herrmann

Vicepresidente: Francisco Marín Jordán

Directores: Pablo Guarda Barros
Rafael Marín Jordán
Pablo Neuweiler Heinsen
Andrés Pérez Cruz
Gonzalo Rodríguez Vives

Audidores Externos

En la 66ª Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 13 de abril de 2011, se designó a la firma PricewaterhouseCoopers Consultores, Auditores y Compañía Limitada, como auditores externos de la Sociedad.

Hechos Relevantes

Durante el Ejercicio 2011 la Sociedad no informó hechos relevantes a la Superintendencia de Valores y Seguros.



CONAFE

GRUPO CGE
MEMORIA 2011



MARCHA DE LA
COMPAÑÍA

Gestión Comercial

Mercado

CONAFE atiende a clientes de energía convencional regulados, de peajes y libres, a quienes se suman los clientes suministrados en base a sistemas fotovoltaicos. Adicionalmente, la empresa presta una importante gama de servicios asociados al suministro eléctrico tales como venta de empalmes, arriendo y suministro de equipos, mantenimiento y construcción de líneas, entre otros. Durante el Ejercicio, el margen generado por estos servicios aumentó un 69,5% respecto al año anterior, fundamentalmente debido a que el año 2010, durante el primer semestre y parte del segundo, se suspendieron en forma temporal diversos servicios, producto de la implementación de una nueva plataforma informática.

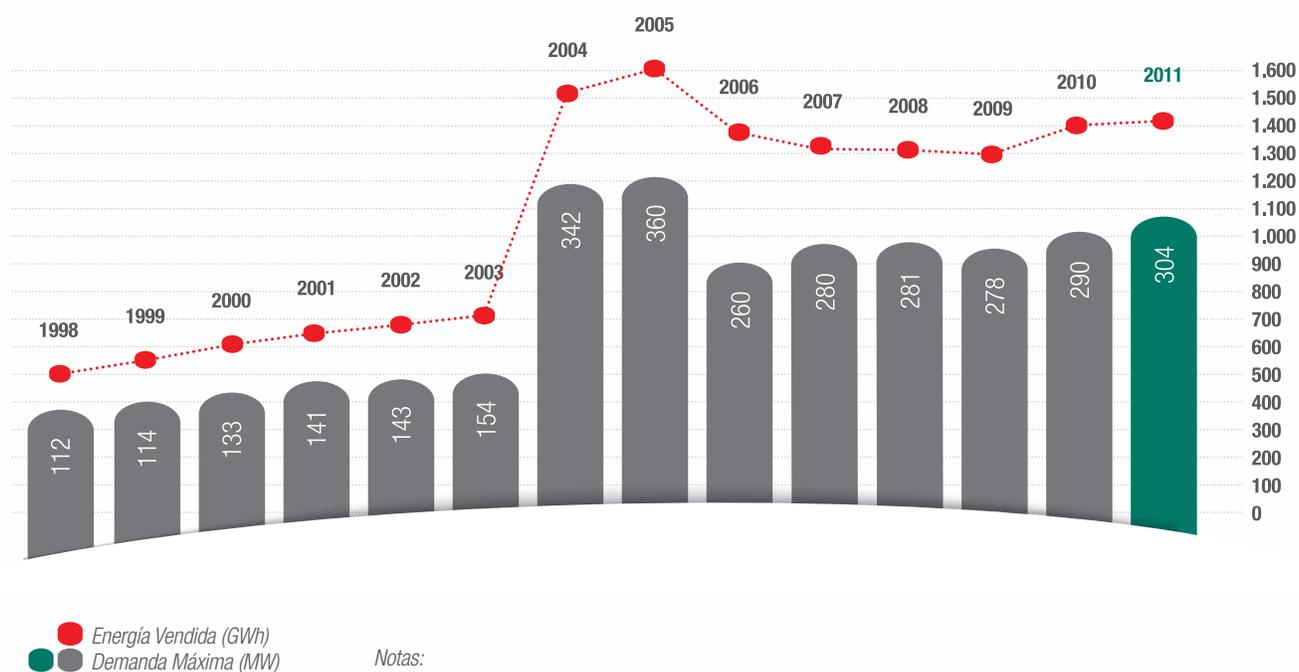
Evolución del Mercado

El mercado que atiende CONAFE ha presentado un incremento en el número de clientes y valores físicos de las ventas de energía.

Las ventas físicas de energía durante el año 2011 alcanzaron a 1.422,9 GWh, lo que representa un aumento de 1,4% respecto del año anterior.

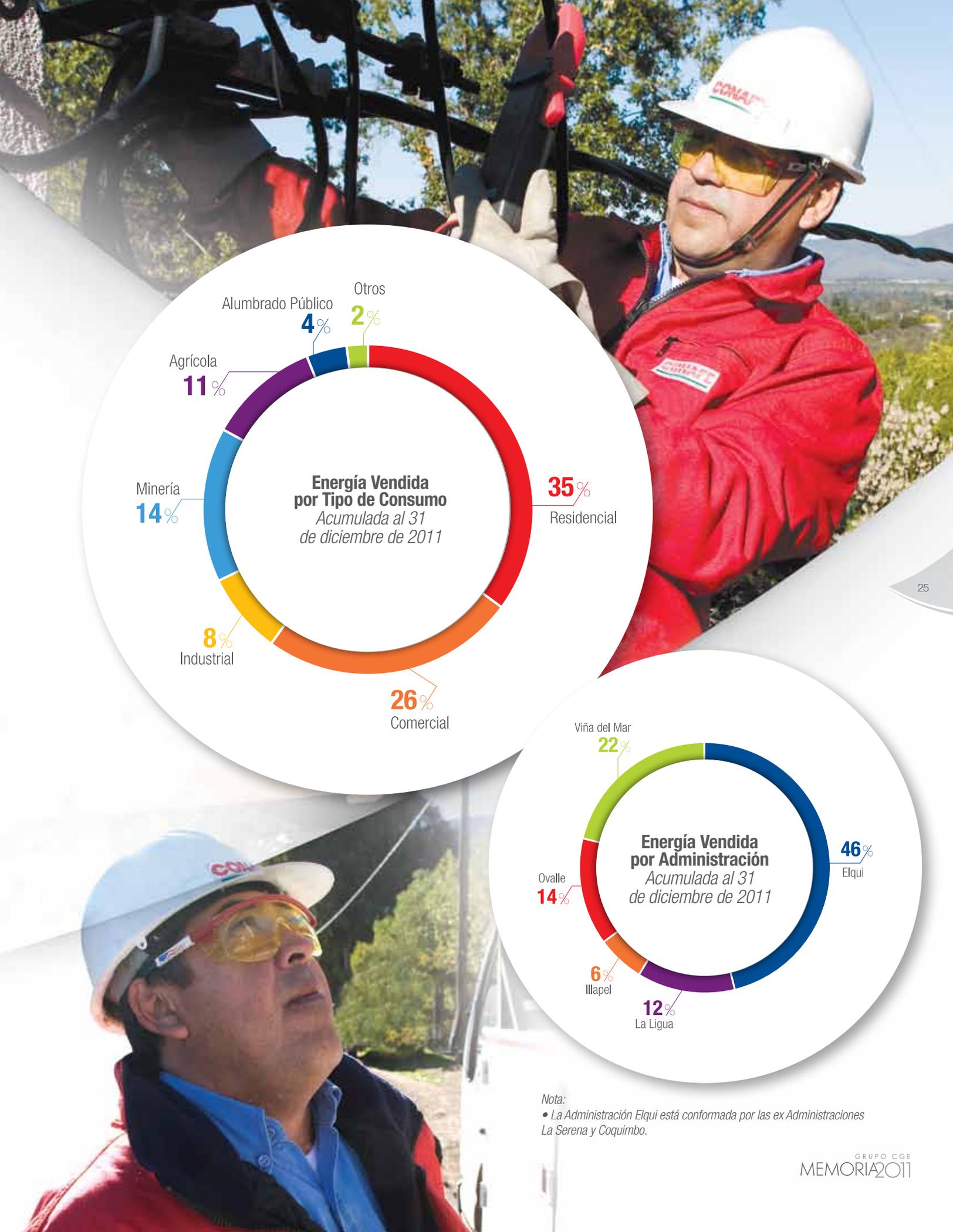
De las ventas totales, el 61% corresponde a la Zonal IV compuesta por las Administraciones Elqui y Ovalle, y el 39% a la Zonal V compuesta por las Administraciones de Illapel, La Ligua y Viña del Mar.

Energía Vendida y Demanda Máxima



Notas:

- El incremento extraordinario del año 2004 corresponde al efecto de la fusión de las empresas EMEC y CONAFE.
- La disminución registrada el año 2006 corresponde al efecto del traspaso de las Administraciones de la Región del Maule a CGE Distribución VII S.A.



Nota:
 • La Administración Elqui está conformada por las ex Administraciones La Serena y Coquimbo.

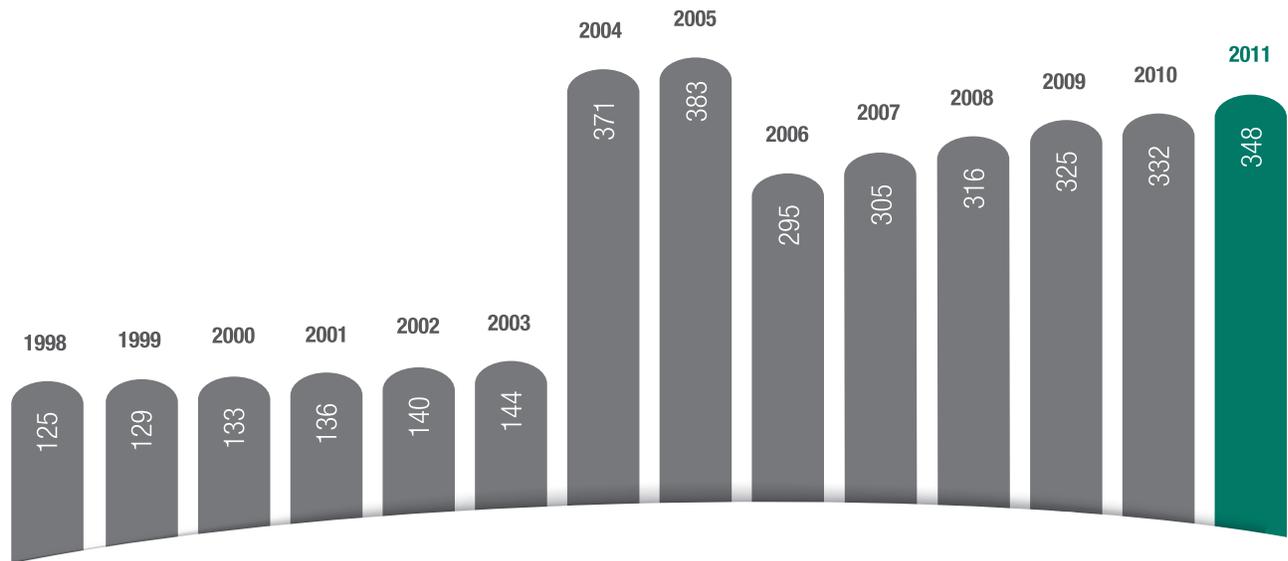
La energía comprada alcanzó a 1.567,7 GWh, con un aumento de 2,7% respecto del año 2010.

La pérdida calculada asociada solamente al sistema de distribución fue de 9,4%.

Al 31 de diciembre de 2011, el número de clientes de CONAFE alcanzó 348.159, con un aumento de 4,8% con respecto a igual fecha del año anterior. De éstos, 204.682 se encuentran ubicados en las Administraciones correspondientes a la Gerencia Zonal IV (Elqui y Ovalle), y 143.477 en las Administraciones de la Gerencia Zonal V (Illapel, La Ligua y Viña del Mar).

Por su parte, el número de clientes atendidos a través de Soluciones de Energías Renovables (S.E.R.), alcanzó un número de 2.793 clientes, ubicados en 15 comunas de las provincias del Elqui, Limarí y Choapa de la Región de Coquimbo.

Número de Clientes (Miles)



Notas:

- El incremento extraordinario del año 2004 corresponde al efecto de la fusión de las empresas EMEC y CONAFE.
- La disminución registrada el año 2006 corresponde al efecto del traspaso de las Administraciones de la Región del Maule a CGE Distribución VII S.A.



Tarifas

Las tarifas aplicadas durante el año 2011 a los clientes sujetos a regulación de precios, se determinaron sumando el Precio de Nudo Promedio y el valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD).

Los precios de nudo, que representan los costos de generación y transporte hasta el punto de conexión con las instalaciones de distribución, son traspasables a los clientes finales a través de un nuevo sistema de precios llamado Precio de Nudo Promedio.

Los Precios de Nudo Promedio nacen de las modificaciones al marco regulatorio eléctrico introducidas por la Ley 20.018, o Ley Corta II, y corresponden a los precios que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados. Estos precios se componen por el promedio ponderado de los precios de nudo de largo plazo y los precios de nudo de corto plazo. Adicionalmente, estos precios incorporan el concepto de Ajuste o Recargo, de tal forma de mantener un precio de energía en los puntos de oferta no superior para ninguna empresa distribuidora sobre el 5% del promedio del sistema.

Los Precios de Nudo Promedio se aplicaron a partir del 1 de enero de 2010 junto con la entrada en vigencia de los primeros contratos de suministro licitado que establecen los Artículos 131° a 135° de la Ley. Su determinación es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un Decreto publicado en el Diario Oficial.

Los Precios de Nudo Promedio se fijan en las siguientes ocasiones:

1. Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.
2. Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
3. Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

Para el período enero a marzo de 2011, los precios de nudo promedio aplicados fueron fijados mediante el Decreto N°22/2010, publicado en el Diario Oficial el día 12 de febrero de 2011. Para el mes de abril de 2011, el Decreto N°38/2011, publicado el día 14 de mayo de 2011, fijó los precios. Para los meses de mayo a junio de 2011, los precios fueron fijados mediante el Decreto N°52/2011, publicado el día 21 de septiembre de 2011. Para los meses de julio a octubre de 2011, los precios fueron fijados mediante el Decreto N°84/2011, publicado el día 31 de diciembre de 2011; y para el período de noviembre y diciembre de 2011, se aplicaron los precios establecidos en el Decreto N°127/2011, publicado el día 2 de enero de 2012.

Como consecuencia de los diferentes ajustes y cambios de precio, el nivel promedio de los precios de compra aumentó un 3,0% durante el año 2011.

Por su parte, el valor agregado de distribución se determinó de acuerdo a las fórmulas tarifarias definidas por el Decreto N°385/2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, resultantes del estudio del Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio 2008-2012, con vigencia desde el 4 de noviembre de 2008.

Finalmente, durante el año 2011 y como consecuencia de los Decretos anteriormente indicados, el nivel promedio de los precios de venta aumentó un 3,5%.



Decreto de Subtransmisión

Durante el año 2011, continuó el proceso de determinación del valor anual de cada uno de los 6 Sistemas de Subtransmisión del Sistema Interconectado Central (SIC) y el perteneciente al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), para el cuatrienio 2011-2014, el cual fue iniciado en el año 2009.

Actualmente se encuentra pendiente la publicación del decreto que fije estas tarifas. Una vez que se publique dicho decreto se deberán reliquidar los consumos de los clientes de las empresas distribuidoras y las compras que estas empresas efectúan por concepto de subtransmisión.

Clientes Libres

La utilidad del año 2011 por concepto de venta de energía a clientes libres fue 18% menor al año anterior, hecho que se debe principalmente al término de contrato de suministro con el cliente Minera Las Cenizas, a contar de enero de 2011.

Durante el presente Ejercicio, un nuevo cliente libre contrató suministro con nuestra Compañía. Se trata de Minera Teck Carmen de Andacollo para bombeo de agua en sector Río Elqui, en la comuna de La Serena, el cual comprende un consumo anual de energía cercano a los 15 GWh.

Al 31 de diciembre CONAFE tenía tres clientes libres: Minera Teck Carmen de Andacollo en la comuna de Andacollo, Minera Teck Carmen de Andacollo en la comuna de La Serena y Delta ENAMI en la comuna de Ovalle.



Contratos de Suministro de Energía y Potencia

Para el suministro de energía y potencia de la comuna de Freirina en la Región de Atacama, la Región de Coquimbo y las comunas de La Ligua, Cabildo, Papudo, Petorca, Zapallar y Puchuncaví de la Región de Valparaíso, se dispone de un Contrato de Suministro de Energía y Potencia con empresa Eléctrica Guacolda S.A., con vigencia desde el 1 de mayo de 1998 hasta el 31 de octubre de 2015.

El suministro de energía y potencia para Viña del Mar, Valparaíso y Quilpué es proporcionado por la empresa Colbún S.A., a través de un contrato con vigencia desde el 1 de mayo de 2005 hasta el 30 de abril de 2015.

Finalmente, en febrero de 2011 entró en vigencia el contrato de suministro de energía y potencia con la Iberoamérica de Energía IBENER S.A., para el proyecto Compañía Minera Teck Carmen de Andacollo, ubicada en la ciudad de La Serena, en su condición de cliente libre, con vigencia desde el 1 de febrero de 2011 hasta el 31 de marzo de 2013, que se une a los dos contratos de clientes libres ya vigentes con Delta Enami en Ovalle y Minera Teck Carmen de Andacollo en El Peñón.

Tarifas de Servicios Asociados a Distribución

Las tarifas aplicadas durante el año 2011 para los 24 servicios no consistentes en suministro de energía asociados a la distribución eléctrica, fueron fijadas por medio del Decreto N°197 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado el 4 de diciembre de 2009.

Es así como los precios vigentes para el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011, corresponden a los que resultan de aplicar las fórmulas establecidas en el mencionado decreto que fijó las fórmulas tarifarias para el cuatrienio 2008-2012, con vigencia a partir de su fecha de publicación.

Clientización

Continuando con el marco de Clientización, el cual dio inicio en julio del año 2009, durante el año 2011 se instaló el sistema de Fila Electrónica en las oficinas de Vicuña, Salamanca y Los Vilos, lo cual nos ha permitido continuar monitoreando los tiempos de espera y atención en nuestras oficinas comerciales, para así tomar decisiones objetivas sobre el proceso de atención de clientes.

En vista de constantes consultas de nuestros clientes acerca de los cargos que aparecen en sus boletas, se agregó en el Reverso de la Boleta una sección de explicación de dichos conceptos, además de la confección de tres volantes explicativos acerca de: Reliquidación, Ajuste Sencillo y Explicación de Cargos de la Boleta, lo que obtuvo un muy buena acogida, tanto por parte de nuestro clientes, como de nuestros colaboradores, ya que ayudó principalmente a los Anfitriones y Agentes de Módulos para brindar una mejor atención.

Por otro lado, en conjunto con Novanet, se lanzó la Boleta 2.0, la cual tiene como objetivo entregar una mejor explicación de cargos, ya que separa los cargos de Energía de Otros Cargos; dentro de este último punto, se incluyen los cargos de Retail, por lo que en el caso de que el cliente posea deudas de Contigo, se le adjunta un Estado de cuenta de las compras de productos y Servicios que ha realizado con dicha empresa, explicando así claramente la deuda que posee.

Calidad de Atención de Clientes

Dentro del marco del Proyecto de Calidad, durante el último trimestre del año 2011 se realizó, además de lo exigido por la reglamentación vigente, una encuesta orientada a tener información más precisa y estructurada sobre la calidad de atención a nuestros clientes, la que se basa en la propia percepción de éstos. En esta encuesta se preguntó a más de 1.400 clientes su opinión sobre aspectos tales como Atención en Call Center, Atención en Oficinas Comerciales, Facturación y Recaudación, Servicio de Emergencia y Corte y Reposición, obteniendo como resultado un aumento de un 18,96% en el Índice de Lealtad del Cliente.

Por otro lado, y para contribuir con la Calidad de Atención de Clientes, a mediados del año 2012 se comenzó a realizar mensualmente una Encuesta Telefónica a los clientes que fueron atendidos recientemente en Oficinas Comerciales y en Call Center. Ésta busca realizar un análisis inmediato acerca de la Lealtad de los clientes con nuestra empresa, Calidad de Atención percibida y la Satisfacción General con la experiencia desde que el cliente llega a la oficina o llama al Call Center hasta que termina su atención.





Otros Servicios a Clientes

Call Center Corporativo

Durante el año 2011 se continuó entregando el servicio de Fono Cliente 600 500 5050, a través de la empresa CONTACTA, con el fin de ofrecer a nuestros clientes instancias de encuentro y comunicación, permitiendo a CONAFE conocer sus inquietudes, solicitudes y reclamos. En promedio, el Fono Cliente respondió mensualmente cerca de 47 mil llamadas, con una eficiencia del 94%, aumentando así dicha eficiencia con respecto al año 2010 en un 27%.

Negocio de Minería

Durante el Ejercicio, se han desarrollado importantes obras para diversos clientes, destacando la construcción de líneas de Media Tensión y de empalmes, para la Minera Tres Valles en Salamanca y en Minera Los Pelambres. Además destacamos el año 2011 como el tercer año de nuestro contrato CS - 421 (Minera Los Pelambres), con 189.097 horas-hombre con exposición al riesgo sin accidentes, contrato de mantenimiento adjudicado a CONAFE por un plazo de 4 años, a través de un proceso licitatorio. Por otro lado, Minera Carmen de Andacollo nos adjudicó un contrato de Mantenimiento por 3 años.

Soluciones de Energías Renovables

Durante el Ejercicio, en CONAFE se continuó desarrollando el proyecto "Instalación de sistemas de autogeneración eléctrica IV Región de Coquimbo", el cual incorporó inicialmente 3.604 sistemas fotovoltaicos para viviendas rurales y establecimientos imposibilitados de conectarse a la red eléctrica tradicional. Este proyecto se encuentra en su segunda etapa y entró en su quinto año de operación, fase que implica la operación y mantenimiento de los sistemas por un período de 10 años.

En este sentido, el énfasis del 2011 estuvo en fortalecer la operación y mantenimiento del proyecto por medio de reuniones periódicas con el Gobierno Regional de Coquimbo, con el objetivo de cumplir con los compromisos establecidos, tanto con el Gobierno Regional como con nuestros clientes, y analizar la nueva tarifa presentada al GORE, que permitirá dar sustentabilidad al proyecto. Este trabajo se desarrolló por un equipo integrado por profesionales de CONAFE y del Gobierno Regional de Coquimbo, el que después de varias reuniones sostenidas durante todo el año, presentó su proposición en el mes de diciembre para su definición.

Por otra parte, durante 2011 se comenzó el proceso de cambio de baterías a los clientes fotovoltaicos, el que se espera concluir en 2012. Para esto, CONAFE ha desarrollado una serie de actividades tendientes a asegurar que el almacenamiento transitorio en bodegas, transporte en vehículos autorizados por el Ministerio de Salud y reciclaje final en plantas autorizadas por la autoridad sanitaria, sean de acuerdo a lo establecido en la legislación para no causar daños al medio ambiente. Todo esto en el marco de los compromisos adquiridos y, también, en nuestro constante objetivo de aportar al cuidado del medio ambiente y promover una cultura medio ambiental en nuestros procesos.



Gestión Operacional

Inversiones Operacionales

CONAFE ejecutó proyectos de inversión durante el año 2011 por un monto de M\$4.971.462. Dichas inversiones fueron destinadas principalmente a adecuar la infraestructura eléctrica para abastecer el crecimiento del consumo de los clientes, reducir pérdidas, mantener los estándares de calidad de suministro de acuerdo a la normativa legal vigente y renovar activos para mantener la seguridad de las instalaciones.

Dentro del período se ejecutaron importantes proyectos, como el refuerzo de 9 kilómetros de la troncal del alimentador 23 kV Diaguitas de la subestación de poder Vicuña, lo cual permitirá reducir las pérdidas técnicas en la zona, así como mejorar la calidad de suministro en el interior del valle de Elqui.

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

Líneas de media tensión (km)	39
Líneas de baja tensión (km)	43
Subestaciones de MT/BT	97
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	3

Las inversiones realizadas significaron la ejecución de aproximadamente 934 proyectos distribuidos principalmente en obras de ampliación y mejoramiento del sistema eléctrico, obras para nuevos clientes, medidores, equipamiento y proyectos especiales.

Infraestructura Eléctrica

Al 31 de diciembre de 2011, CONAFE cuenta con las siguientes instalaciones de distribución:

Líneas de media tensión (km)	4.656
Líneas de baja tensión (km)	4.102

A la fecha, la infraestructura considera 10.388 subestaciones de distribución MT/BT, desagregadas en 6.535 propias y 3.853 particulares, lo que representa una potencia total instalada de 862 MVA con potencias instaladas de 466 MVA y 396 MVA, respectivamente.

Calidad de Servicio

En noviembre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) informó mediante oficio circular el ranking de empresas concesionarias de servicio público de distribución del año 2010, en el cual CONAFE obtuvo una nota 7,22 sobre 10 puntos, que la llevó a ocupar el 12avo lugar entre las 15 empresas distribuidoras con más de 30 mil clientes. No obstante lo anterior, al considerar sólo lo relacionado con la nota por índices de continuidad de servicio, CONAFE ocupó el 4° lugar en el mismo segmento de empresas.

La composición de esta calificación considera en un 50% la nota obtenida por índices de continuidad de servicio (8,43), en un 37,5% la nota obtenida en la encuesta de calidad de servicio (6,77), y en un 12,5% la nota por reclamos efectuados en SEC por parte de nuestros clientes (3,74).

Para el periodo SEC 2011 que considera desde diciembre 2010 a noviembre 2011, los indicadores de continuidad de suministro, que sirven para controlar y supervisar la calidad de servicio recibida por los clientes, presentaron una frecuencia media de 5,86 interrupciones al año, con un tiempo medio total de interrupción por cliente de 13,56 horas al año.

En el ámbito propio de la distribución, es decir, descontando las interrupciones en los sistemas de generación, transmisión y subtransmisión, los índices para el año 2011 presentaron una frecuencia media de 3,05 interrupciones al año y un tiempo medio de interrupción por cliente de 9,51 horas al año. Sin considerar las interrupciones producidas por fuerza mayor o casos fortuitos, los índices llegaron a 1,7 interrupciones promedio y 5,55 horas al año por cliente, con lo que se cumplió satisfactoriamente con las exigencias de continuidad del suministro establecidas por la autoridad.

Gestión en Prevención de Riesgos

Durante el 2011 en prevención de riesgos y medio ambiente se realizaron una gran cantidad de actividades, conforme a nuestros objetivos estratégicos y plan de trabajo. Dentro de las actividades destacables se puede mencionar las 5 versiones de la Semana de la Seguridad y Medio Ambiente que se realizaron en CONAFE.

De esta manera, en Elqui, Ovalle, Illapel, La Ligua y Viña del Mar se realizó esta actividad que cada vez toma más fuerza en nuestra Compañía, y donde las iniciativas son cada vez más variadas.

Además, gracias al plan de prevención de riesgos del año 2011 y a la colaboración de todos los trabajadores, se logró una importante disminución en los indicadores de gestión de prevención de riesgos, tanto de los colaboradores internos, como de los colaboradores externos.

De esta manera, CONAFE disminuyó cerca de un 73% la siniestralidad de los colaboradores internos desde un 11,95% registrado el año móvil 2010 (6 accidentes con 43 días perdidos) a un 3,25% el 2011 (2 accidentes con 12 días perdidos). Esta tasa indica los días efectivamente perdidos en un año móvil en relación al promedio de trabajadores. A su vez, la frecuencia de accidentes disminuyó desde un 7,25 a 2,48 en año 2011 en relación al promedio anual de trabajadores y el índice de gravedad de 51,94 a 14,90 días perdidos en relación a un millón de horas trabajadas.

Por su parte, en lo que respecta a los colaboradores externos de CONAFE, los indicadores de gestión de prevención de riesgos también experimentaron una baja de un 50%, pasando la siniestralidad de un 40,10% en año móvil 2010 (19 accidentes con 237 días perdidos) a un 20,04% en el 2011 (11 accidentes con 150 días perdidos). Además, se aprecia también una disminución de 55% en el índice de frecuencia y 52% en el índice de gravedades, situando estos indicadores en 6,87 y con 93,71 días perdidos respectivamente.

Asimismo, otro hecho importante el año 2011 fue la realización de actividades sistemáticas a través de los Grupos de Prevención de Riesgos, lo que permitió avanzar en internalizar aún más los procedimientos, regular los procesos y establecer estándares de seguridad.

De la misma manera, se lideraron importantes contratos mineros, implementando planes de seguridad, salud ocupacional y medio ambiente, que permitieron finalizar con éxito, tanto en materia de eficiencia operacional como en Prevención de Riesgos, al no reportar accidentes con lesiones incapacitantes a los colaboradores que participaron en ellos.

Gestión de Personas

Dotación

Dotación Consolidada

La dotación de personas de CONAFE, incluyendo la información relativa a su filial Energía del Limarí S.A., ENELSA, al 31 de diciembre de 2011, se compone de 393 colaboradores, de los cuales 383 pertenecen a CONAFE y 10 a ENELSA.

Del total del personal de CONAFE, 240 corresponden a trabajadores administrativos y especializados, 121 a técnicos y profesionales y 22 a personal de administración superior y ejecutivos. De la dotación total de colaboradores, 46 corresponden al proyecto especial de mantenimiento de las instalaciones eléctricas de Minera Los Pelambres y 3 al Proyecto de Minera Carmen de Andacollo; mientras que la totalidad del personal de ENELSA, esto es, 10 colaboradores, corresponde a trabajadores administrativos y especializados.

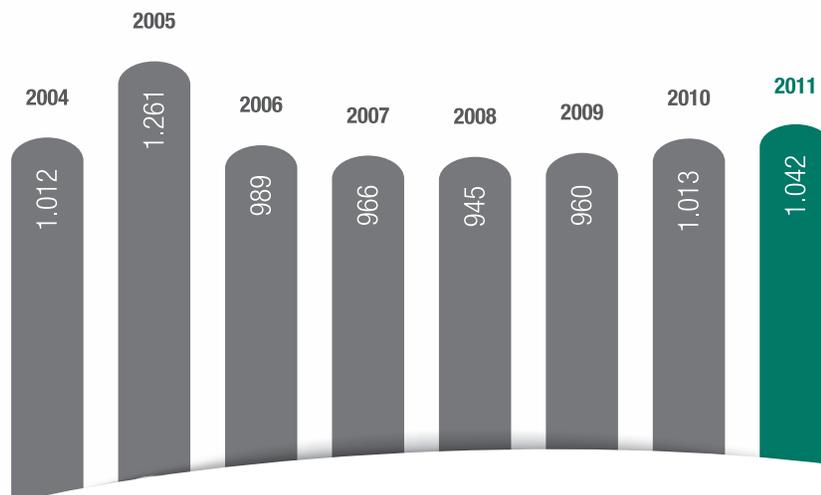
Año	N° de Clientes	N° de Empleados	Clientes / Empleados
2007	308.024	319	966
2008	319.316	338	945
2009	325.380	339	960
2010	332.269	328	1.013
2011	348.159	334	1.042

Para el año 2008 el índice se ha calculado sin considerar el personal exclusivo destinado al mantenimiento de las instalaciones eléctricas de Minera Los Pelambres y del Alumbrado Público de Viña del Mar.

Para el año 2009, 2010 y 2011 el índice se ha calculado sin considerar el personal exclusivo destinado al mantenimiento de las instalaciones eléctricas de Minera Los Pelambres.



Cientes / Empleados



Capacitación del Personal

Dentro de las actividades de mayor relevancia del área de Gestión de Personas, se encuentra la capacitación, la que tiene por objeto desarrollar las competencias y habilidades conducentes a alcanzar mejores niveles de desempeño. Es así como durante el año 2011 CONAFE, junto a sus colaboradores y a través del Comité Bipartito de Capacitación, desarrolló un programa que consideró tópicos como: Gimnasia Laboral, Taller de Actualizaciones de Perfiles de Cargo, Autocuidado y Estilo de Vida Saludable, y Liderazgo para equipos de mejoramiento de calidad.

Las acciones de capacitación durante el año 2011 totalizaron 7.779 horas-hombre, lo que significó que en promedio cada trabajador de CONAFE asistió a 23 horas de capacitación al año. El número de trabajadores capacitados alcanzó a 223, lo que implica que el 66,8% del personal se capacitó durante el año.

Clima Laboral

En el marco de los valores y principios que guían el accionar de la Empresa y congruentes con el ALMA de nuestro Grupo, en un ambiente de diálogo, respeto y tolerancia, durante el año 2011 se realizó el proceso de negociación colectiva, el cual involucró a los cuatro sindicatos existentes en CONAFE. En este proceso se destaca la altura de miras para abordar los temas, factor clave para llegar a acuerdo respecto a dos nuevos Contratos Colectivos que regirán durante los años 2011 al 2014.

En el año 2011 se concretaron distintas actividades y se iniciaron Proyectos tendientes a mejorar el ambiente laboral y de entregar una mejor Calidad de Vida a nuestros colaboradores y sus familias:

- Se inició el Programa de Asistencia al Trabajador y su familia, servicio entregado por Empresa Asesora experta en materias del ámbito psicológico, financiero y legal.
- Se activó el Convenio de Protección Oncológica de la Fundación del Cáncer Arturo López Pérez, el cual va en directo Beneficio de nuestros colaboradores y su grupo familiar.
- Se aplicó Estudio sobre Familia y Entorno que recopiló información relevante de los colaboradores y de su grupo familiar que permitirá tener mayor información al momento de generar planes de acción en pos del mejoramiento de la calidad de vida de éstos y según sus reales necesidades.
- Se implementó Servicio de Asesoría Previsional a colaboradores.
- En conjunto con los colaboradores se llevó a cabo el cambio de Caja de Compensación, que se realizó con la participación activa de los colaboradores que participaron en las votaciones realizadas en las distintas dependencias.

Bienestar

Conforme a la política de apoyo al personal en aspectos relacionados con la salud, educación y recreación, la Empresa destinó en el año 2011 la suma de M\$547.939, correspondiendo el 57% a gastos destinados a aportar al financiamiento de Seguro Complementario de Salud, 22% a beneficios de estudio para los trabajadores y sus hijos, y 21% a actividades de recreación del personal y su grupo familiar.

En las actividades recreativas destacan, en el mes de septiembre, las Olimpiadas CONAFE 2011 que se realizaron en Caldera. Este evento contó con la entusiasta participación de más de 180 deportistas, enmarcándose en un ambiente de sana competencia deportiva, el cual permitió fomentar la amistad y convivencia entre los colaboradores. Esta actividad reunió durante tres días a colaboradores de las distintas ciudades en la que está presente la Compañía, quienes representaron muy bien al resto de sus compañeros de trabajo, disfrutando de un grato ambiente, trabajo en equipo y espíritu deportivo. Además la Empresa invitó a sus trabajadores a participar de una Cena de Fin de Año realizada en el mes de diciembre, con la finalidad de compartir y agradecer los logros alcanzados.

Damas CONAFE

Durante el año 2011, el Comité de Damas CONAFE continuó desarrollando su labor social, destacando las visitas periódicas al Sanatorio Marítimo San Juan de Dios; visitas semanales al Hospital Gustavo Fricke, especialmente a los niños del Servicio Quirúrgico Pediátrico; y visitas al Servicio de Maternidad del Hospital San Agustín en La Ligua. Todas las actividades tuvieron como fin brindar soporte emocional y colaborar con utensilios como ajuares, toallas, frazadas -confeccionadas por el Comité de Damas CONAFE-, y alimentos. Labores similares se llevaron a cabo en las distintas Administraciones.

Asimismo, en cada una de las sedes se desarrolló la tradicional exposición de los trabajos realizados en los distintos talleres en los cuales participaron las Damas CONAFE. En esta exposición se mostraron trabajos de pintura decorativa, mosaico, tejidos, telares y tejidos a crochet.



Gestión Financiera

Factores de Riesgo

CONAFE opera en un mercado de servicios de primera necesidad, caracterizado por su estabilidad y constante crecimiento, por lo que presenta factores de riesgo comercial limitados. Sin embargo, para cubrir posibles siniestros en sus instalaciones y activos en general, la Compañía posee pólizas de seguro que cubren riesgos operacionales y de responsabilidad civil.

Mediante la reorganización corporativa de la Sociedad, CONAFE se ha transformado en una empresa focalizada en el negocio de distribución de energía eléctrica en Chile. Así, se ha desvinculado de las inversiones en otras empresas en las cuales poseía participación accionaria y cuyos niveles de riesgo eran distintos a los de su actividad principal.

Un mayor detalle de los riesgos asociados, a los que está expuesta la Sociedad se describen en Nota N°3 de los Estados Financieros.

Política de Financiamiento

La política de financiamiento aprobada por el Directorio considera un nivel de endeudamiento conservador, definido en base a la razón entre la deuda total respecto del patrimonio. Lo anterior se aprecia en que la razón de endeudamiento de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 asciende a 0,73, mientras que el nivel máximo de endeudamiento permitido por el contrato de emisión de los bonos Serie D, es de 1,20.

Para la obtención de recursos, CONAFE ha recurrido a las siguientes fuentes de financiamiento:

- Recursos Propios
- Préstamos Bancarios
- Colocación de Bonos en el Mercado Nacional
- Cuenta Corriente Mercantil

Cuenta Corriente Mercantil

Al 31 de diciembre de 2011, se encuentra vigente un contrato de Cuenta Corriente Mercantil entre CONAFE y CGE, en donde ambas compañías se obligan recíprocamente a remitirse y recibir en propiedad cantidades determinadas de dinero o valores, sin aplicación a un empleo determinado, ni obligación de tener a la orden una suma equivalente, pero con cargo de acreditar a la remitente sus remesas, de liquidarlas en las épocas convenidas, compensarlas de una sola vez hasta la concurrencia del débito y crédito, y de pagar el saldo, si lo hubiere.

Dicho contrato comenzó a operar el 1 de enero de 2005 y se renueva tácita y automáticamente por períodos iguales y sucesivos de un año, salvo que alguna de las partes manifieste a la otra, por escrito, su intención de ponerle término con al menos seis meses de anticipación.

Bonos Serie D

Con fecha 23 de septiembre de 2004, en coordinación con la matriz CGE, la Sociedad perfeccionó la colocación de Bonos Serie D, por un monto de 2.700.000 Unidades de Fomento, con cargo a la emisión de Bonos reajustables al portador desmaterializados, a 21 años plazo, con una tasa de interés de 4,4% anual, registrada bajo el N°377 del Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, de fecha 26 de julio de 2004.

Con fecha 5 de agosto de 2005, CONAFE perfeccionó la colocación del saldo remanente de los Bonos Serie D por un monto de 300.000 Unidades de Fomento.

Un desglose de montos y vencimientos de estos bonos se detallan en la Nota N°17 de los Estados Financieros.

Con fecha 18 de agosto de 2010 se celebró Junta Extraordinaria de Tenedores de Bonos, donde se modificó Contrato de Emisión de Línea de Bonos, con el fin de que sus cláusulas se ajusten a normativa IFRS.

Las principales restricciones financieras de los Bonos Serie D, son las siguientes:

- Mantener Activos Esenciales, representativos de un monto no inferior al 70% de los activos totales consolidados del Emisor.
- Mantener Activos Esenciales por un monto no inferior a 2 veces el monto del saldo insoluto de los Bonos.
- Mantener una razón de endeudamiento en que la relación Total Pasivos / Patrimonio Total, no sea superior a 1,2 veces.
- Mantener un Patrimonio Mínimo, mayor o igual a UF 4.500.000.
- Mantener activos libres de garantías reales, que sean equivalentes, a lo menos, a 1,2 veces el monto insoluto del total de Deudas Financieras sin garantías mantenidas por el Emisor, incluyendo entre ellas los Bonos emitidos con cargo a la Línea registrada bajo el N°377 del Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Clasificación de Riesgo

Las clasificaciones asignadas a los títulos de oferta pública emitidos por Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. durante el presente Ejercicio, fueron realizadas por las empresas Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Ltda. y Feller-Rate Clasificadora de Riesgo Ltda. Las clasificaciones obtenidas al 31 de diciembre de 2011 son las siguientes:

	Fitch Chile	Feller-Rate
Línea de Bonos N°377	Categoría A+	Categoría AA-
Línea de Bonos N°378	Categoría A+	Categoría AA-
Bonos serie D, con cargo a línea de Bonos N°377	Categoría A+	Categoría AA-
Bonos serie C, con cargo a línea de Bonos N°378	Categoría A+	Categoría AA-

Bancos

CONAFE opera con los siguientes bancos:

- BancoEstado
- Banco Bice
- Banco de Chile
- Banco de Crédito e Inversiones
- Banco Itaú
- Banco Santander
- Corpbanca
- Scotiabank
- Banco BBVA

Datos Estadísticos

A continuación se resumen los principales datos estadísticos (en pesos históricos) que reflejan la marcha y el desarrollo de la Compañía en los últimos años.

	Unidad	2007	2008	2009	2010	2011
		PCGA	PCGA	IFRS	IFRS	IFRS
Energía Vendida	GWh	1.327,6	1.324,1	1.303,2	1.403,9	1.422,9
N° de Clientes	N°	304.960	316.253	325.380	332.269	348.159
Precio Medio kWh Vendido	\$	81,20	92,90	106,40	101,80	105,40
Precio Medio kWh Comprado	\$	56,90	67,00	80,10	77,20	79,50
Ingresos de Explotación	M\$	124.986.910	146.501.297	157.882.622	157.425.889	168.098.725
Resultado del Ejercicio	M\$	8.483.429	6.965.415	7.197.339	(1.724.359)	(3.230.574)
Inversión Activo Fijo	M\$	6.697.196	7.234.379	5.589.258	3.859.881	5.602.426
Valor Libro acciones	\$	705,98	769,85	983,93	1.033,69	1.010,14

Notas:

* Los valores en pesos se han expresado en pesos históricos.

* Valores de Ejercicios 2007 y 2008 bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados. Utilidad 2009, 2010 y 2011 bajo normativa IFRS, correspondiente a Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora.



Compromiso con la Comunidad

En el constante objetivo de CONAFE de convertirse en un socio constructivo de las zonas donde está presente, en el 2011 se llevaron a cabo diversas acciones con la comunidad, manteniendo el compromiso con el desarrollo de las regiones atendidas a través del aporte y financiamiento de diferentes actividades.

- **Becas Universitarias**

Como es tradición en nuestra Compañía, en 2011 se entregaron 17 becas de estudios superiores a estudiantes de escasos recursos de las universidades Técnica Federico Santa María, La Serena y Católica del Norte, con el claro objetivo de aportar a la educación y superación de jóvenes en nuestra zona de concesión. Así, 11 becas fueron destinadas a la Universidad Técnica Federico Santa María; 3 para la Universidad de La Serena; y 3 para la Universidad Católica del Norte.

- **Pura Energía. Puro Verano**

Cerca de 6.000 personas de Viña del Mar y Ovalle asistieron al evento organizado por CONAFE y el Grupo CGE, donde el Grupo "Teatro Phi" dio vida en ambas ciudades al show denominado "Pura Energía. Puro Verano", el que recorrió el sur, centro y norte del país con un espectáculo de body percussion que deslumbró a niños y adultos.

Asimismo, los integrantes de "Teatro Phi" dictaron un taller para niños y adolescentes, donde les enseñaron sobre técnicas de body percussion, danza y teatro.

- **Mesas de Trabajo con Juntas de Vecinos**

Durante mayo de 2011, y con el objetivo de generar mayor acercamiento con nuestros clientes, en CONAFE se impulsaron Mesas de Trabajo con Juntas de Vecinos y Autoridades, las que derivaron posteriormente en atenciones en terreno que realizó la empresa a sus clientes. Asimismo, en las diferentes reuniones realizadas, se pudo entregar información referente a diferentes campañas y sobre todo respecto a la boleta y sus cobros, lo que fue agradecido por los clientes. En esta misma línea, a fines del Ejercicio 2011, se desarrolló un plan de proyectos comunitarios donde CONAFE, en conjunto con las Juntas de Vecinos, levantaron posibles proyectos de apoyo para la comunidad en base a sus propias necesidades. La entrega de estos proyectos se inició a fines de 2011 y seguirá ejecutándose durante el 2012.

Cabe señalar que por medio de este trabajo, CONAFE logró llegar a cerca de 98.000 familias de las regiones de Coquimbo y Valparaíso.



- **Mesa Regional de Energía - Valparaíso**

Este 2011, en la ciudad de Papudo, se realizó el Primer Encuentro Regional sobre Desafíos Energéticos de la región de Valparaíso, donde participaron empresarios, académicos y autoridades con el fin de generar una instancia público-privada para el análisis del desarrollo energético regional. En la oportunidad, el foco principal estuvo centrado en la eficiencia energética en los sectores productivos de la región, con mayor énfasis en nuestros clientes agrícolas de la provincia de Petorca. Esta iniciativa se proyecta como una actividad permanente todos los años, donde el objetivo es tratar temas relacionados con el Desarrollo Energético de la Región.

- **La Ruta de la Energía**

Por segundo año consecutivo, y en el marco de la Semana de la Seguridad de la Administración Elqui, se llevó a cabo la Ruta de la Energía, una instancia donde CONAFE realiza una invitación a clientes y autoridades para que conozcan el proceso que sufre la energía desde que se genera hasta que se distribuye. Así, se visitó la Central Hidroeléctrica Puclaro y la Subestación San Joaquín de Transnet, donde además se efectuó una demostración de fauna con líneas vivas por parte de la empresa Tecnet.

- **Concurso Luis Sigall**

El Concurso Internacional de Ejecución Musical Dr. Luis Sigall, que fue creado en 1973 y desde 1979 es miembro de la Federación Mundial de Concursos Internacionales de Música, es organizado anualmente por la Corporación Cultural de Viña del Mar, siendo CONAFE su auspiciador desde el año 1989. En cada certamen se considera una mención de guitarra, violín, canto o violonchelo, correspondiendo al 2011 la mención violonchelo.

- **Misión Noche Buena**

Durante 2011, y por tercer año consecutivo, CONAFE participó en la Campaña Misión Noche Buena junto a todas las filiales del Grupo CGE, donde destacó el compromiso y calidad humana de nuestros colaboradores, quienes lideraron diversas iniciativas para reunir fondos y poder entregar cenas de navidad a las familias más vulnerables de nuestra zona. Así, y por medio de perseverancia y esfuerzo, tanto en la Gerencia Zonal IV como en la Gerencia Zonal V, nuestros colaboradores junto a sus familias repartieron más de 1.000 cenas a clientes de escasos recursos.

Esta actividad es una muestra de compromiso real y concreto con las comunidades donde estamos presentes, donde destacó la participación de cada uno de nuestros colaboradores para hacer realidad esta iniciativa que se extendió por todo el país.

- **Otras Actividades con la Comunidad**

Adicional a las acciones ya mencionadas, en CONAFE se desarrollaron otras actividades con la comunidad, donde destaca el aporte anual que entrega la Compañía al Hospital de Niños y Cunas de Viña del Mar, el que se entrega desde 1993 a la fecha.

Por otra parte, en virtud de la sequía que afectó a la Región de Coquimbo y sobre todo a la provincia de Choapa durante el verano de 2011, en Illapel se impulsó -en conjunto con la empresa Aguas del Valle- una acción de ayuda en sectores rurales de la ciudad, repartiendo 9.000 litros de agua en diferentes comunidades que fueron identificadas por la Municipalidad como las más críticas debido al problema de escasez de agua.

Asimismo, a inicios del segundo semestre y en respuesta a una petición de la comunidad de Quilimarí, CONAFE gestionó la entrega de un panel fotovoltaico por parte de una empresa externa y realizó las instalaciones eléctricas correspondientes en la Ermita Palo Colorado, con la finalidad de proveerla de iluminación. El acto de inauguración contó con una masiva presencia de la comunidad, además de autoridades de la comuna, donde quedó demostrado el compromiso con la comunidad y con las Energías Renovables No Convencionales.

Por último, en el mes de septiembre se efectuaron eventos de lanzamiento de la Campaña "Eleva tu Alegría" en establecimientos educacionales de ambas Gerencias Zonales, donde se buscó generar conciencia a adultos y niños sobre los riesgos asociados al incorrecto uso del volantín en Fiestas Patrias. Finalmente, en diciembre se implementó la campaña "No Cortes la Celebración Antes de Tiempo", donde junto a la autoridad regional, se entregaron mensajes para evitar el uso de challa metálica en lugares indebidos, los que pueden generar cortes de suministro durante las celebraciones de Fin de Año.



CONAFE



GRUPO CGE
MEMORIA 2011

ANTECEDENTES
GENERALES DE LA
COMPAÑÍA

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.
Domicilio Legal	13 Norte N°810 - Viña del Mar
RUT	91.143.000-2
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N°0471
Teléfono	600 500 5050
Fax	(32) 2271593
Dirección Electrónica	http://www.conafe.cl
Correo Electrónico	serviciocliente@conafe.cl
Casilla	21-D Viña del Mar

Constitución de la Sociedad

La Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. fue fundada en septiembre de 1945, estableciendo su domicilio legal en la ciudad de Valparaíso, según consta en Escritura Pública otorgada por don Rafael Luis Barahona Stahr, Notario Público de Valparaíso, suplente del titular, don Francisco Subercaseaux del Río, con fecha 6 de septiembre de 1945. El extracto de constitución de la Compañía fue publicado en el Diario Oficial N°20.323 de fecha 6 de diciembre de 1945 e inscrito en el Registro de Comercio de Valparaíso con fecha 7 de diciembre de ese mismo año, a fojas 956 vta. N°662, y reinscrito en el Registro de Comercio de Viña del Mar con fecha 23 de agosto de 1989, a fojas 271 vta. N°260. Mediante escritura pública otorgada con fecha 15 de marzo de 1946, en la notaría de Valparaíso de don Alfredo Marín Manubens, se declaró legalmente instalada la Compañía, conforme al Decreto Supremo N°1.303 del Ministerio de Hacienda de fecha 6 de marzo de 1946, el cual fue publicado en el Diario Oficial N°20.410 de fecha 21 de marzo de 1946.

Los Estatutos de la Sociedad han tenido diversas modificaciones, siendo la última la aprobada por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 3 de enero de 2012, según consta en Escritura Pública de fecha 6 de enero de 2012, otorgada ante el Notario Público de Viña del Mar, don Luis Tavorari Oliveros.



Objeto Social

La Sociedad tiene por objeto realizar en el país o en el extranjero:

- a) La explotación, adquisición, construcción y arriendo de instalaciones de generación, transformación, distribución o comercialización de energía para usos industriales, agrícolas, domésticos, de alumbrado o cualquier otro, y las actividades anexas que complementen las anteriores; así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- b) La fabricación, montaje, importación, exportación, comercialización y distribución de equipos, elementos y artefactos eléctricos, de conductores y aisladores eléctricos y, en general, de otros equipos o elementos, relacionados o no con las actividades señaladas en la letra a), y las actividades anexas que complementen las precedentes; así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- c) La compra y venta de bienes muebles incorporales como acciones, bonos, debentures, derechos en sociedades de personas, pagarés, letras de cambio, certificados de depósito, valores mobiliarios y efectos de comercio en general, sean emitidos por el Estado, instituciones públicas, sociedades, personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras;
- d) La compraventa y construcción de bienes inmuebles y la realización de toda clase de negocios inmobiliarios, así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- e) La elaboración, producción, transformación y comercialización de toda clase de productos, materias primas y mercaderías, así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- f) La inversión en empresas administradoras de fondos de pensiones;
- g) La administración, manejo y explotación por cuenta propia o ajena de toda clase de servicios públicos como telecomunicaciones, televisión, agua potable y servicios sanitarios, etc., así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- h) La fabricación, distribución y comercialización de equipos de computación electrónica en todas sus formas, así como la comercialización de software;
- i) La prestación de toda clase de servicios de asesorías;
- j) La administración, otorgamiento, operación y control de toda clase de créditos o sistemas de crédito, por cuenta propia o para terceros, sea a través de letras de cambio, pagarés, efectos de comercio y documentos mercantiles y tarjetas de crédito o cualquier otro medio que fuere idóneo;
- k) El estudio, programación, asesoría, consultoría, representación y manejo de sistemas de crédito para cualquier actividad del comercio o la industria;
- l) La comercialización en cualquier forma jurídica de sistemas y programas computacionales, relacionados con la administración de créditos y de elementos, maquinarias y accesorios de ellos.

Principales Ciudades, Pueblos y Localidades Atendidas por CONAFE

Región de Atacama

Provincia de Huasco

Carrizalillo, Caleta de Chañaral, Chañaral de Aceituno.

Rapel, Recoleta, San Julián, Serón, Sotaquí, Tabalí, Tulahuén, Unión Campesina, Villaseca, Sector Ruta 43, Canelilla de Villaseca, La Huerta del Romeral, Sector Las Ñipas, Los Sapos, El Guacho, Pichasca, San Pedro de Pichasca, El Parrón, Tabaqueros, Samo Alto, El Chañar, Hurtado, Las Breas, Cogotí 18, Manquehua, El Soruco, Recoleta, Camarico, Socos.

Región de Coquimbo

Provincia de Elqui

La Serena, Coquimbo, Vicuña, Paihuano, Andacollo, La Higuera, Guanaqueros, Tongoy, Alcohuaz, Algarrobito, Altovalsol, Andacollito, Caleta Hornos, Caleta San Pedro, Calingasta, Canchas de Ski, Ceres, Cerrillos, Churrumata, Coquimbito, Diaguitas, El Romero, El Tambo, Guachalalume, Horcón, Huanta, Islón, Las Compañías, Lambert, Las Rojas, Lourdes, Marquesa, Montegrande, Talcuna, Nueva Talcuna, Nueva Vida, Vuelta del Martillo, Esfuerzo Campesino, Pan de Azúcar, Peralillo, Pisco Elqui, Quebrada de Paihuano, Quebrada de Pinto, Quebrada de Talca, Rivadavia, San Isidro, Tambillos, Villaseca, Pueblo de Cochiguaz, Los Choros, Punta de Choros, Punta Colorada Chungungo, Chapilca, Huanta, Alcohuaz, El Molle, Gualliguaica, Chapilca, Gabriela Mistral, Saturno, El Durazno, Maitencillo, El Peñón, Cerrillos, Las Cardas, Totoralillo, Puerto Aldea, Cochiguaz, El Mollaco, Las Alcaparras, El Trapiche, Puclaro, Almendral, Barrancas, Chañar Blanco, Chapilca, El Manzano, La Huerta, Peñaflor, El Pangué, Pejerreyes, Pulpica.

Provincia de Choapa

Illapel, Canela, Salamanca, Los Vilos, Canela Alta, Canela Baja, Pichidangui, Arboleda Grande, Caimanes, Carén, Chillipín, Coirón, Cuncumén, Cuz-Cuz, El Tambo, El Tebal, Huentelauquén Norte, Mincha Norte, Panguesillo, Quelén Bajo, Quilimarí, San Agustín, Tahuinco.

Región de Valparaíso

Provincia de Petorca

Petorca, La Ligua, Cabildo, Papudo, Zapallar, Laguna de Zapallar, Los Molles, Placilla, Pullalli, Valle Hermoso, Artificio, Catapilco, Chincolco, El Carmen-La Higuera, Hierro Viejo, La Canela, La Viña, La Ñipa, Las Parcelas de Longotoma, Paihuén, Pedegua, Pichicuy, Quebrada del Pobre, San José, San Lorenzo, Alicahue, Cachagua, Las Salinas de Pullally, El Sobrante, Quebradilla, Jaururo, Tierras Blancas, La Chimba, Manuel Montt, Pichilemu, Palquico.

Provincia de Limarí

Ovalle, Punitaqui, Río Hurtado, Monte Patria, Combarbalá, Chañaral Alto, El Palqui, La Chimba, Barraza, Carén, Cerrillos de Rapel, Cerrillos de Tamaya, Chilecito, El Peralito, El Tomé Alto, Flor del Valle Bajo, Guamalata, Guana, Guatulame, Guindo Alto, Hurtado, La Ligua, La Torre, Lagunillas, Las Ramadas, Limarí, Los Nogales, Nueva Aurora, Quilitapia,

Provincia de Valparaíso

Valparaíso, Viña del Mar, Puchuncaví, Maitencillo, Campiche, Quilpué.

Región de Atacama
Región de Coquimbo

PROVINCIA DE ELQUI

156.365 clientes
Elqui / Suministro Convencional
87.305 clientes - La Serena
69.060 clientes - Coquimbo

557 clientes
Elqui / Suministro Fotovoltaico

PROVINCIA DE CHOAPA

32.619 clientes
Illapel / Suministro Convencional

1.092 clientes
Illapel / Suministro Fotovoltaico

Región de Coquimbo
Región de Valparaíso

PROVINCIA DE VALPARAÍSO

68.598 clientes
Viña del Mar / Suministro Convencional

PROVINCIA DE LIMARÍ

48.317 clientes
Ovalle / Suministro Convencional

1.144 clientes
Ovalle / Suministro Fotovoltaico

PROVINCIA DE PETORCA

42.260 clientes
La Ligua / Suministro Convencional

348.159 clientes
Suministro Convencional

2.793 clientes
Suministro Fotovoltaico

Oficinas

Oficina Central

Ciudad	Dirección	Teléfono	Fax
Viña del Mar	13 Norte 810 - Casilla 21-D	600 500 5050	(32) 227 1476

Oficinas Comerciales y Centros de Pago Región de Coquimbo

Ciudad	Dirección	Teléfono	Fax
La Serena	B. O'Higgins 290 - Casilla 689	600 500 5050	600 600 3636
La Serena	Prat 562 - Casilla 689	600 500 5050	600 600 3636
La Higuera	Gabriela Mistral 9	600 500 5050	600 600 3636
Vicuña	Chacabuco 549	600 500 5050	600 600 3636
Andacollo	Urmeneta 314	600 500 5050	600 600 3636
Coquimbo	Aníbal Pinto 1045 - Casilla 17-D	600 500 5050	600 600 3636
Tongoy	Fundación Norte 173	600 500 5050	600 600 3636
Ovalle	Maestranza 37 - Casilla 9	600 500 5050	600 600 3636
Combarbalá	San Carlos 239	600 500 5050	600 600 3636
Monte Patria	Balmaceda 202	600 500 5050	600 600 3636
Illapel	Av. Ignacio Silva 301 - Casilla 305	600 500 5050	600 600 3636
Salamanca	B. O'Higgins 381	600 500 5050	600 600 3636
Canela Baja	Estanislao Oyarzú 345	600 500 5050	600 600 3636
Los Vilos	Elicura 136	600 500 5050	600 600 3636

Oficinas Comerciales y Centros de Pago Región de Valparaíso

Ciudad	Dirección	Teléfono	Fax
La Ligua	Santa Teresa 955 - Casilla 65	600 500 5050	600 600 3636
Cabildo	Zoila Gac 785	600 500 5050	600 600 3636
Petorca	Matriz 340	600 500 5050	600 600 3636
Zapallar	Olegario Ovalle 60	600 500 5050	600 600 3636
Puchuncaví	Santiago Torres 29	600 500 5050	600 600 3636
Viña del Mar	13 Norte 810 - Casilla 21-D	600 500 5050	600 600 3636
Viña del Mar	Arlegui 1174 - Casilla 21-D	600 500 5050	600 600 3636



Descripción del Sector Eléctrico

La industria eléctrica en Chile se encuentra regulada por la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción), sus modificaciones y su Reglamento Eléctrico (DS N°327 de 1997 del Ministerio de Minería), que determinan el ámbito de operación e interacción entre los agentes del mercado.

El mercado eléctrico está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución; es en esta última donde participa CONAFE. Las empresas de distribución de energía eléctrica operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de otorgar el servicio y con regulación tanto de las tarifas a clientes finales como de la calidad del servicio entregado.

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales.



Descripción de las Actividades y Negocios

La principal actividad de la Compañía es la distribución y comercialización de energía eléctrica, la cual se desarrolla en las regiones de Atacama, Coquimbo y Valparaíso, abarcando las siguientes comunas: Freirina, La Higuera, La Serena, Coquimbo, Andacollo, Vicuña, Ovalle, Monte Patria, Paihuano, Punitaqui, Río Hurtado, Combarbalá, Canela, Illapel, Salamanca, Los Vilos, Petorca, La Ligua, Cabildo, Papudo, Zapallar, Puchuncaví, Quilpué, Viña del Mar y Valparaíso.

El suministro de energía eléctrica es proporcionado por dos generadores. Para abastecer las Regiones de Coquimbo y de Valparaíso, y en esta última, específicamente la Provincia de Petorca y la comuna de Puchuncaví, se mantiene un contrato con la Empresa Eléctrica Guacolda S.A., el cual rige hasta el 31 de octubre del año 2015; en cuanto a las comunas de Viña del Mar, Quilpué y Valparaíso se tiene un contrato con Colbún S.A., el cual rige hasta el 30 de abril de 2015.

A su vez, los principales clientes de la Compañía durante el presente año fueron Minera Teck Carmen de Andacollo, ENAMI con su proyecto Delta, Mall Plaza La Serena, Compañía Minera Dayton, Compañía Minera San Gerónimo, Pesquera San José, Casino de Viña del Mar, Supermercado Líder Viña del Mar y Mall Viña Shopping.

Propiedad y Control

El Capital de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 está compuesto por 158.571.960 acciones, distribuidas entre 108 accionistas, siendo los doce mayores los siguientes:

Nombre o Razón Social	N°	%
	Acciones	de la Propiedad
Compañía General de Electricidad S.A.	157.892.793	99,57%
Sucesión Hornauer López, José	159.272	0,10%
Compañía de Inversiones La Española S.A.	100.204	0,06%
Santander S.A. Corredores de Bolsa	58.435	0,04%
Sociedad Constructora Norte Ltda.	35.033	0,02%
Styles Conley, Kenneth	16.000	0,01%
Godoy Garay, Patricio	15.653	0,01%
Cruz López, David	14.894	0,01%
Contreras Calderón, Diógenes	13.561	0,01%
Páez Osses, Ítalo	12.589	0,01%
Interagro Ltda.	11.500	0,01%
Escuela Industrial Salesianos San Ramón	11.447	0,01%

Compañía General de Electricidad S.A. (CGE), Sociedad Anónima Abierta inscrita en el registro de Valores de la SVS bajo el N°83, es el único controlador de la empresa y posee por sí solo el 99,57% de la propiedad.



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

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

Por tal motivo, en conformidad a los artículos 97 y siguientes de la Ley 18.045, Compañía General de Electricidad S.A. no posee controlador al 31 de diciembre de 2011.

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

	Rut	Participación
Indiver S.A.	94.478.000-9	11,26%

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

Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en estos grupos son:

Grupo Familia Marín	Rut	Participación
CONSTRUCTORA DE VIVIENDAS ECONOMICAS SANTA MARTA LTDA.	86.911.800-1	6,2647%
INVERSIONES HEMACO LTDA.	96.647.170-0	4,5701%
DOÑA MARIA LORETO S.A.	96.721.970-3	3,4793%
FOGER SOCIEDAD DE GESTION PATRIMONIAL LTDA.	79.685.990-3	3,2317%
RENTAS KUREWEN S.A.	79.883.900-4	0,9865%
RENTAS E INVERSIONES SAN ANTONIO LTDA.	79.944.140-3	0,8615%
EL MAYORAZGO S.A.	96.803.670-K	0,4659%
MARIN Y CIA.S.A.	88.079.100-1	0,4641%
SOCIEDAD DE RENTAS DON ERNESTO LTDA.	79.944.150-0	0,4188%
POLO SUR SOCIEDAD DE RENTAS LIMITADA	79.685.260-7	0,1593%
COMPAÑIA DE RENTAS EPULAFQUEN LTDA.	78.802.860-1	0,1541%
COMPAÑIA GENERAL DE RENTAS LTDA.	78.777.760-0	0,1491%
SOCIEDAD DE RENTAS SANTA MARTA	96.721.500-7	0,1481%
DON GUILLERMO S.A.	96.721.490-6	0,1400%
SOCIEDAD CIVIL DE RENTAS HUIHUE LTDA.	78.511.400-0	0,1400%
COMPAÑIA DE RENTAS LIMAR LTDA.	77.311.230-4	0,1179%
MARIN JORDAN, LUIS IGNACIO	8.541.797-5	0,1070%
COMPAÑIA DE RENTAS TRIGAL LTDA.	77.309.810-7	0,1043%
INVERSIONES LA PINTA LIMITADA	79.685.650-5	0,1003%
RENTAS PADUA LTDA.	76.005.220-5	0,0913%
RENTAS LAS ROCAS LTDA.	76.005.480-1	0,0897%
RENTAS SANTA BLANCA LTDA.	76.005.420-8	0,0814%
RENTAS KIEV LTDA.	76.005.400-3	0,0781%
RENTAS SAN RAMON LTDA.	76.005.360-0	0,0759%
MARIN ESTEVEZ, FRANCISCO JAVIER	2.773.387-5	0,0481%
MARIN JORDAN, JOSE ANTONIO	8.541.799-1	0,0474%
CORREA DE MARIN, MARIA LUZ	2.903.022-7	0,0468%
RENTAS CAMINO MIRASOL LTDA.	78.547.560-7	0,0315%
MARIN JORDAN, RAFAEL ANDRES	8.541.800-9	0,0163%



(Continuación)

MARIN JORDAN, MARIA ELENA	8.351.573-2	0,0137%
MARIN JORDAN, FRANCISCO JAVIER	8.351.571-6	0,0120%
JORDAN DE MARIN, ELENA	3.010.063-8	0,0102%
ALAMOS OLIVOS, MARIA CAROLINA	10.045.492-0	0,0095%
MARIN CORREA, MARIA LUZ	7.205.867-4	0,0095%
MARIN CORREA, MARIA LORETO	7.678.119-2	0,0050%
MARIN CORREA, MARTA EUGENIA	8.131.765-8	0,0041%
MARIN CORREA, GUILLERMO	6.337.692-2	0,0021%
MARIN CORREA, MARIA JOSEFINA	7.678.118-4	0,0006%
CERDA COSTABAL, XIMENA	11.847.354-K	0,0004%
HIRTH INFANTE, MARIA DE LOS ANGELES	9.827.021-3	0,0003%
PARTICIPACION GRUPO FAMILIA MARIN		22,7361%

Grupo Almería	Rut	Participación
INVERSIONES TUNQUEN S.A.	96.607.940-1	5,5453%
INVERSIONES ALMERIA S.A.	96.565.850-5	4,5052%
INVERSIONES QUITRALCO S.A.	96.607.900-2	4,4874%
INVERSIONES LOS ACACIOS S.A.	96.597.440-7	3,6552%
INVERSIONES ALSACIA S.A.	96.607.960-6	1,2285%
INVERSIONES EL QUISCAL S.A.	96.607.950-9	0,6687%
INMOBILIARIA LOS OLIVOS S.A.	95.481.000-3	0,1179%
INVERSIONES LESONIA LTDA.	77.106.760-3	0,0867%
HORNAUER LOPEZ, JUAN	2.803.740-6	0,0785%
HEINSEN WIDOW, GABRIELLE MARGARITA	2.425.161-6	0,0764%
INVERSIONES CAUCURA LTDA.	77.106.780-8	0,0753%
HORNAUER OLIVARES, CAMILO	10.063.136-9	0,0517%
HORNAUER OLIVARES, CAROLINA	9.051.177-7	0,0515%
RENTAS INVERLAND LTDA.	76.255.610-3	0,0487%
SUCESION HORNAUER LOPEZ, JOSE	1.294.847-6	0,0407%
RENTAS TALCAN LTDA.	76.255.630-8	0,0400%
RENTAS ENTEN LTDA.	76.255.750-9	0,0361%
RENTAS INVERPLUS LTDA.	76.255.680-4	0,0312%
INVERSIONES BOSQUES DE MONTEMAR LTDA.	77.462.460-0	0,0257%
RENTAS COLIUMO LTDA.	76.255.660-K	0,0204%
HORNAUER HERRMANN, CARLOS MANUEL	6.561.811-7	0,0179%
INVERSIONES EBRO LTDA.	77.562.240-7	0,0151%
HERRMANN HUGO, ROSEMARIE	3.124.505-2	0,0143%
INVERSIONES EDR LTDA.	77.211.900-3	0,0142%
EWERTZ HARMSSEN, PAMELA ISABEL FRANCISCA	4.562.119-7	0,0105%
MUÑOZ HAAG, GABRIELA DE LOS ANGELES	7.088.905-6	0,0101%
HUGHES MONTEALEGRE, DOREEN VIVIAN	6.116.003-5	0,0100%
VACCARI GIRAUDO, BRUNELLA A.	6.792.980-2	0,0091%
INVERSIONES AMRA LTDA.	77.211.890-2	0,0062%
REITZ AGUIRRE, EDUARDO	5.119.300-8	0,0023%

(Continuación)

HORNAUER HERRMANN, JOSE LUIS	5.771.955-9	0,0021%
NEUWEILER HEINSEN, SANDRA MARIA	8.576.643-0	0,0015%
INVERSIONES PAU LTDA.	78.890.460-6	0,0008%
REITZ LAGAZIO, JUAN CARLOS	13.427.523-5	0,0005%
ASPILLAGA URENDA, LUIS	5.308.039-1	0,0004%
NEUWEILER NAHMIA, CATALINA	18.584.546-K	0,0004%
NEUWEILER NAHMIA, MATIAS	19.151.321-5	0,0004%
URENDA ZEGERS, MERCEDES	1.910.235-1	0,0003%
REITZ LAGAZIO, EDUARDO	12.623.104-0	0,0003%
REITZ LAGAZIO, JESSICA	12.448.022-1	0,0003%
INMOBILIARIA E INVERSIONES LOS LILIUM LTDA.	77.068.150-2	0,0003%
PARTICIPACION GRUPO ALMERIA		20,9906%

Grupo Familia Pérez Cruz	Rut	Participación
INMOBILIARIA LIGUAI S.A.	96.656.700-7	2,7556%
INMOBILIARIA LOMAS DE QUELEN S.A.	96.722.800-1	2,0655%
INVERSIONES APALTA S.A.	96.616.050-0	2,0234%
INVERSIONES EL MAQUI LIMITADA	79.992.140-5	1,1144%
CRUZ DE PEREZ, MARIANA	2.288.980-K	0,3291%
PEREZ CRUZ, CARMEN GLORIA	7.746.964-8	0,2652%
PEREZ CRUZ, MARIANA	5.711.224-7	0,2620%
PEREZ CRUZ, XIMENA	8.123.872-3	0,2616%
PEREZ CRUZ, MATIAS	8.649.794-8	0,2609%
PEREZ CRUZ, ANA MARIA	5.711.299-9	0,2609%
PEREZ CRUZ, PABLO JOSE	6.441.732-0	0,2609%
PEREZ CRUZ, ANDRES	7.561.860-3	0,2609%
PEREZ CRUZ, MARIA BERNARDITA	5.711.247-6	0,2609%
PEREZ CRUZ, JOSE TOMAS	8.639.020-5	0,2461%
PEREZ ZAÑARTU, MARIA LUISA	2.306.903-2	0,2205%
RESPALDIZA BILBAO, LORETO	7.027.518-K	0,0408%

(Continuación)

FUND. OSVALDO PEREZ VALDES Y MARIA LUISA	71.599.300-7	0,0395%
INVENER S.A.	76.656.280-9	0,0330%
QUILLAICO INVERSIONES LIMITADA	76.809.620-1	0,0298%
PUNTA LUJAN INVERSIONES LIMITADA	76.647.650-3	0,0297%
TOLTEN INVERSIONES LTDA.	76.810.000-4	0,0287%
MANANTIALES INVERSIONES LTDA.	76.810.330-5	0,0271%
ROMPEOLAS INVERSIONES LIMITADA	76.807.570-0	0,0269%
LAS TRANCAS INVERSIONES S.A.	76.736.890-9	0,0265%
EL AJIAL INVERSIONES LIMITADA	76.854.880-3	0,0252%
PEREZ ZAÑARTU, ANA MARIA	2.128.879-9	0,0196%
SUBERCASEAUX PEREZ, JOSEFINA	13.924.891-0	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, MARIA LUISA	8.794.078-0	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, MARIANA	8.812.948-2	0,0124%
SUBERCASEAUX PEREZ, TRINIDAD	9.907.931-2	0,0124%
GARCIA-HUIDOBRO GONZALEZ, MARIA ANGELICA	6.067.785-9	0,0096%
CAMUS PEREZ, JUAN JOSE	15.638.998-6	0,0070%
DEL SOLAR CONCHA, RODRIGO	5.711.379-0	0,0070%
CAMUS PEREZ, CRISTIAN ANDRES	14.614.588-4	0,0069%
CAMUS PEREZ, FELIPE	18.024.995-8	0,0069%
CAMUS PEREZ, MARIA IGNACIA	19.247.229-6	0,0069%
COUSIÑO PRIETO, XIMENA	10.335.744-6	0,0062%
PEREZ ZAÑARTU, JOSÉ LUIS	2.128.878-0	0,0051%
PEREZ RESPALDIZA, MARIA LORETO	15.640.936-7	0,0049%
PEREZ RESPALDIZA, PABLO ANDRES	16.096.127-9	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, JOSÉ FRANCISCO	16.610.956-6	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, CRISTOBAL JOSÉ	17.701.206-8	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, SANTIAGO	19.243.108-5	0,0048%
PEREZ RESPALDIZA, SOFIA DEL CARMEN	19.638.868-0	0,0048%
INVERSIONES SAN JOSE DE LOS LAGOS S.A.	96.754.870-7	0,0042%
PEREZ COUSIÑO, MATIAS	18.768.433-1	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MAXIMILIANO	19.242.959-5	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, MARTIN	19.669.745-4	0,0031%

(Continuación)

PEREZ COUSIÑO, MARIA ELISA	19.961.007-4	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, JOSE MANUEL	20.472.395-8	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, GONZALO	21.058.937-6	0,0031%
PEREZ COUSIÑO, XIMENA	21.575.980-6	0,0031%
PAIVA CASALI, RAUL	1.890.820-4	0,0028%
CAMUS VALVERDE, CRISTIAN	6.067.352-7	0,0024%
ROMUSSI PEREZ, JORGE ANDRES	16.662.201-8	0,0015%
ROMUSSI PEREZ, VALENTINA	17.264.485-6	0,0015%
ROMUSSI PEREZ, JUAN PABLO	17.957.553-1	0,0015%
DEL SOLAR PEREZ, NICOLAS	15.322.308-4	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, MAGDALENA	15.960.175-7	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, IGNACIO	18.018.297-7	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, ANA MARIA	9.911.702-8	0,0012%
DEL SOLAR PEREZ, RODRIGO	9.911.781-8	0,0012%
HAEUSSLER PEREZ, XIMENA AURORA	13.549.980-3	0,0009%

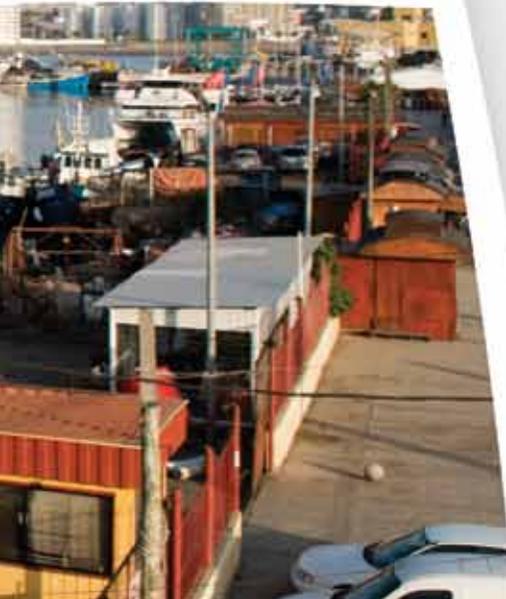


(Continuación)

HAEUSSLER PEREZ, CARLOS JOSE	14.119.972-2	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, MARTIN	15.643.157-5	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, CATALINA	16.098.629-8	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, DIEGO JOSE	18.019.794-K	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, MACARENA	18.933.208-4	0,0009%
HAEUSSLER PEREZ, RAIMUNDO	19.639.860-0	0,0009%
SUCESION PEREZ ZAÑARTU CLEMENTE	23.085-5	0,0002%
PARTICIPACION GRUPO FAMILIA PEREZ CRUZ		11,3569%

Transacciones de Acciones

Durante el Ejercicio 2011 y 2010 no se realizaron transacciones de acciones.



Estructura Organizacional





GERENTE DE INGENIERÍA
Y OPERACIONES
Sergio León

GERENTE ZONAL
IV REGION
José Ignacio Alliende

GERENTE ZONAL
V REGION
Juan José Ledermann

SUBGERENTE
DE OPERACIONES
Y MANTENIMIENTO
Hernán Narváez

SUBGERENTE
DE INGENIERÍA
Eduardo Seguel

SUBGERENTE
ZONAL COMERCIAL
Y ADMINISTRATIVO
Soledad Landsberger

SUBGERENTE
ZONAL TÉCNICO
Segundo López

SUBGERENTE
ZONAL COMERCIAL
Y ADMINISTRATIVO
Juan Miguel Pérez

SUBGERENTE
ZONAL TÉCNICO
Marcos Rojas

DEPARTAMENTO DE
OPERACIONES Y
MANTENIMIENTO
Luis Rodríguez

DEPARTAMENTO
DE NORMAS Y
PROCEDIMIENTOS
Eduardo Vásquez

ADMINISTRADOR
ELQUI
Américo Giovine

ADMINISTRADOR
VIÑA DEL MAR
Armando Pérez

DEPARTAMENTO
DE CALIDAD DE
SUMINISTRO Y
CONTROL DE
PÉRDIDAS
Cristian Pino

DEPARTAMENTO
DE GESTIÓN
DE ACTIVOS
Richard Céspedes

ADMINISTRADOR
ÓVALLE
Roberto Navia

ADMINISTRADOR
LA LIGUA
Gustavo Guzmán

DEPARTAMENTO DE
INGENIERÍA Y PLANIFICACIÓN
Jorge Castañeda

ADMINISTRADOR
LLAPEL
Marcelo Zavala



Remuneración del Directorio y Ejecutivos Principales

Remuneración del Directorio

Durante el Ejercicio, la remuneración percibida por el Directorio por concepto de dieta por asistencia a sesiones de Directorio, ascendió a M\$66.991, correspondiendo M\$17.077 a don José Luis Hornauer Herrmann; M\$8.538 a don Francisco Marín Jordán; M\$8.538 a don Pablo Neuweiler Heinsen; M\$8.538 a don Rafael Marín Jordán; M\$8.538 a don Andrés Pérez Cruz; M\$8.538 don Gonzalo Rodríguez Vives y M\$7.224 don Pablo Guarda Barros.

Las remuneraciones y dietas de los Directores se pagaron según lo acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 13 de abril de 2011.

No existen otros gastos del Directorio fuera de las remuneraciones indicadas.

Remuneración de Gerentes y Ejecutivos Principales

La remuneración total percibida por los gerentes y ejecutivos principales de la Compañía durante el Ejercicio 2011 ascendió a M\$1.325.511, de los cuales M\$1.109.193 correspondieron a remuneración fija y M\$216.318 a remuneración variable. Las remuneraciones de los ejecutivos superiores son fijadas por el Directorio.

La Sociedad tiene establecido para sus ejecutivos, un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de aquella, los cuales están estructurados sobre un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son pagadas una vez al año. No existen planes de incentivos adicionales al mencionado.

Declaración de Responsabilidad

Los Directores y el Gerente General que suscriben esta memoria se hacen responsables de la veracidad de toda la información contenida en ella.

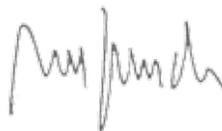
José Luis Hornauer Herrmann
Presidente
5.771.955-9



Francisco Marín Jordán
Vicepresidente
8.351.571-6



Pablo Guarda Barros
Director
6.896.300-1



Rafael Marín Jordán
Director
8.541.800-9



Pablo Neuweiler Heinsen
Director
7.715.873-1



Andrés Pérez Cruz
Director
7.561.860-3



Gonzalo Rodríguez Vives
Director
6.376.813-8



Rodrigo Vidal Sánchez
Gerente General
6.370.216-1





Empresa Subsidiaria Energía del Limarí S.A. (ENELSA)

Patrimonio: M\$4.256.769
Capital Suscrito y Pagado: M\$3.494.864
Tipo de sociedad: Sociedad Anónima Cerrada

Objeto:

- a) La prestación del servicio de distribución de electricidad, mediante la operación y explotación de las redes eléctricas y concesiones de servicio público eléctrico ubicadas en la provincia de Limarí;
- b) La explotación, adquisición, construcción y arriendo de instalaciones de generación, transformación, distribución o comercialización de energía para usos industriales, agrícolas, domésticos, de alumbrado o cualquier otro, y las actividades anexas que complementen las anteriores; así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- c) La fabricación, montaje, importación, exportación, comercialización y distribución de equipos, elementos y artefactos eléctricos, de conductores y aisladores eléctricos, y, en general, de otros equipos o elementos, relacionados o no con la actividad señalada en las letras a) y b), y las actividades anexas que complementen las precedentes, así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- d) La compra y venta de bienes muebles incorporales como acciones, bonos, debentures, derechos en sociedades de personas, pagarés, letras de cambio, certificado de depósito, valores mobiliarios y efectos de comercio en general, sean emitidos por el Estado, instituciones públicas, sociedades, personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras;
- e) La compraventa y construcción de bienes inmuebles y la realización de toda clase de negocios inmobiliarios; así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- f) La elaboración, producción, transformación y comercialización de toda clase de productos, materias primas y mercaderías; así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- g) La inversión en empresas administradoras de fondos de pensiones;
- h) La administración, manejo y explotación por cuenta propia o ajena de toda clase de servicios públicos como telecomunicaciones, televisión, agua potable y servicios sanitarios, etc., así como la creación de filiales o inversión en empresas de este rubro;
- i) La fabricación, distribución y comercialización de equipos de computación electrónica en todas sus formas, así como la comercialización de software;
- j) La prestación de toda clase de servicios y asesorías, incluyendo el servicio de cobranza y recaudación para terceros;
- k) La administración, otorgamiento, operación y control de toda clase de créditos o sistemas de crédito por cuenta propia o para terceros, sea a través de letras de cambio, pagarés, efectos de comercio y documentos mercantiles y tarjetas de crédito o cualquier otro medio que fuere idóneo;
- l) El estudio, programación, asesoría, consultoría, representación y manejo de sistemas de crédito para cualquier actividad del comercio o la industria;
- m) La comercialización en cualquier forma jurídica de sistemas y programas computacionales, relacionados con la administración de créditos y de elementos, maquinarias y accesorios a ellos.

Directorio

Presidente:	Rodrigo Vidal Sánchez
Vicepresidente:	Mario Cuevas Matas
Directores:	Sergio León Flores Andrea Urrutia Avilés Jaime Soto Molina

Administración

Gerente General:	José Ignacio Alliende González
Gerente de Operaciones:	Roberto Navia Espinoza

Participación CONAFE

CONAFE es propietaria del 99,9% del capital social de Energía del Limarí S.A. (ENELSA), siendo CGE Magallanes S.A. propietaria del 0,1% restante.

Participación de la inversión en el activo de CONAFE: 1,9%

Relaciones Comerciales con CONAFE

Las relaciones comerciales, durante el Ejercicio 2011 consistieron en venta de energía eléctrica, ventas de materiales y compraventa de activos fijos. Al cierre del Ejercicio se mantenían vigentes los contratos de prestación de servicios de administración, servicios de ingeniería, gestión de proyectos y operación del sistema eléctrico y servicios de asesorías y planificación en las áreas de regulación y estudios relacionados con el giro de distribución de energía eléctrica.



Actos y Contratos

Las operaciones con la sociedad Matriz Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., corresponden a prestaciones de servicios comerciales, de administración y de ingeniería. Dichos servicios están amparados bajo un contrato cuya vigencia es anual, renovable tácita y automáticamente por períodos iguales y sucesivos de 1 año, salvo que alguna de las partes manifieste a la otra, por escrito, su intención de ponerle término con al menos 90 días de anticipación.

Todas las operaciones mencionadas se efectuaron bajo condiciones imperantes en el mercado.

Mercado

ENELSA atiende sólo a clientes de energía convencional regulados, todos ubicados en la Provincia del Limarí y presta algunos servicios asociados al suministro eléctrico, como venta de empalmes, arriendo y suministro de equipos, mantenimiento y construcción de líneas, entre otros.

Las ventas físicas de energía durante el año 2011 alcanzaron a 44,2 GWh, siendo 14,8% las pérdidas de energía eléctrica de los sistemas de distribución.

Al 31 de diciembre de 2011 el número de clientes alcanzó a 11.451.

Resultados

El resultado del Ejercicio alcanzó una pérdida de M\$874.714. Esto significó un cargo en resultados de CONAFE de M\$873.839.

Durante el Ejercicio 2011, la Sociedad repartió dividendo definitivo N°3 de \$57.292 por acción con cargo a las utilidades del Ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 29 de abril de 2011.



CONAFE

GRUPO CGE
MEMORIA 2011



ESTADOS
FINANCIEROS

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Activos	Nota	31/12/2011	31/12/2010
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	2.876.512	2.920.553
Otros activos no financieros	11	562.193	568.273
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	7	52.491.727	67.364.428
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	500.898	324.407
Inventarios	9	452.038	891.894
Activos por impuestos	10	1.780.614	6.278.459
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		58.663.982	78.348.014
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros	11	8.280	8.280
Derechos por cobrar	7	1.441.548	2.030.353
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.921.893	1.925.782
Plusvalía	14	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo	15	106.721.823	107.092.741
Activos por impuestos diferidos	16	9.111.399	7.453.726
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		218.265.677	217.571.616
TOTAL ACTIVOS		276.929.659	295.919.630

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Patrimonio Neto y Pasivos	Nota	31/12/2011	31/12/2010
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros	17	11.209.089	4.030.533
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	15.476.265	21.979.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	8.830.715	34.960.531
Otras provisiones	19	389.925	1.923.791
Provisiones por beneficios a los empleados	20	0	199.482
Otros pasivos no financieros	21	1.846.869	677.328
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		37.752.863	63.771.049
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros	17	73.855.252	61.736.752
Otras provisiones	19	559.928	392.516
Pasivo por impuestos diferidos	16	330.784	482.668
Provisiones por beneficios a los empleados	20	2.776.745	2.512.122
Otros pasivos no financieros	21	1.468.244	3.104.210
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		78.990.953	68.228.268
TOTAL PASIVOS		116.743.816	131.999.317
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido	22	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	16.950.318	19.560.146
Otras reservas	22	21.630.709	22.754.476
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		160.180.658	163.914.253
Participaciones no controladoras	22	5.185	6.060
TOTAL PATRIMONIO		160.185.843	163.920.313
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		276.929.659	295.919.630

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

Estados Consolidados de Resultados por Función

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

Estado de Resultados por Función	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	23	168.098.725	157.425.889
Costo de ventas	24	(142.192.820)	(134.412.516)
GANANCIA BRUTA		25.905.905	23.013.373
Otros ingresos, por función	23	776.849	1.019.228
Gasto de administración	24	(23.024.550)	(18.306.109)
Otros gastos, por función	24	(305.274)	(236.658)
Otras ganancias (pérdidas)	24	(1.251.868)	(1.859.390)
Ingresos financieros	25	1.047.031	564.763
Costos financieros	25	(5.555.536)	(4.209.175)
Resultados por unidades de reajuste	25	(2.510.800)	(1.697.214)
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO		(4.918.243)	(1.711.182)
Gasto por impuestos a las ganancias	26	1.686.794	(12.986)
GANANCIA (PÉRDIDA)		(3.231.449)	(1.724.168)
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		(3.230.574)	(1.724.359)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		(875)	191
GANANCIA (PÉRDIDA)		(3.231.449)	(1.724.168)
GANANCIAS POR ACCIÓN			
GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA (\$ POR ACCIÓN)			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	27	(20,37)	(10,87)
GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN BÁSICA		(20,37)	(10,87)

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

Estados Consolidados de Resultado Integral

Por los Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Estado de Resultados Integral	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
GANANCIA (PÉRDIDA)		(3.231.449)	(1.724.168)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	22	190.249	254.697
OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO		190.249	254.697
OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, GANANCIAS (PÉRDIDAS) POR REVALUACIÓN	22	0	12.454.121
OTROS COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS		190.249	12.708.818
IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	22	(35.196)	(39.920)
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	22	0	(2.141.511)
SUMA DE IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELACIONADOS CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL		(35.196)	(2.181.431)
OTRO RESULTADO INTEGRAL		155.053	10.527.387
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(3.076.396)	8.803.219
RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(3.075.521)	8.801.659
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas		(875)	1.560
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(3.076.396)	8.803.219

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

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

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital Emitido	Reservas				Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
		Superavit de Revaluación	Reservas de Coberturas de Flujo de Caja	Otras Reservas	Total Reservas				
		M\$	M\$	M\$	M\$				
SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2011	121.599.631	32.875.930	(183.559)	(9.937.895)	22.754.476	19.560.146	163.914.253	6.060	163.920.313
CAMBIOS EN PATRIMONIO									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						(3.230.574)	(3.230.574)	(875)	(3.231.449)
Otro resultado integral		0	155.053	0	155.053		155.053	0	155.053
Resultado integral							(3.075.521)	(875)	(3.076.396)
Dividendos						(658.074)	(658.074)		(658.074)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	0	(1.278.820)	0	0	(1.278.820)	1.278.820	0	0	0
TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO	0	(1.278.820)	155.053	0	(1.123.767)	(2.609.828)	(3.733.595)	(875)	(3.734.470)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2011	121.599.631	31.597.110	(28.506)	(9.937.895)	21.630.709	16.950.318	160.180.658	5.185	160.185.843

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los Ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital Emitido	Reservas				Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora	Participaciones no Controladoras	Patrimonio Total
		Superavit de Revaluación	Reservas de Coberturas de Flujo de Caja	Otras Reservas	Total Reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2010	121.599.631	23.957.673	(398.336)	(9.937.895)	13.621.442	20.803.310	156.024.383	4.016	156.028.399
CAMBIOS EN PATRIMONIO									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						(1.724.359)	(1.724.359)	191	(1.724.168)
Otro resultado integral		10.311.241	214.777	0	10.526.018		10.526.018	1.369	10.527.387
Resultado integral							8.801.659	1.560	8.803.219
Dividendos						(911.789)	(911.789)		(911.789)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	0	(1.392.984)	0	0	(1.392.984)	1.392.984	0	484	484
TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO	0	8.918.257	214.777	0	9.133.034	(1.243.164)	7.889.870	2.044	7.891.914
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2010	121.599.631	32.875.930	(183.559)	(9.937.895)	22.754.476	19.560.146	163.914.253	6.060	163.920.313

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Directo

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

Estado de Flujo de Efectivo Directo	del	01/01/2011	01/01/2010
	al	31/12/2011	31/12/2010
	Nota	M\$	M\$
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
CLASES DE COBROS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		218.831.130	161.214.989
CLASES DE PAGOS			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(189.448.376)	(168.973.276)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(7.824.263)	(7.652.090)
OTROS COBROS Y PAGOS DE OPERACIÓN			
Intereses pagados		(4.063.122)	(3.419.030)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		2.888.190	(1.277.265)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(3.335.992)	(5.124.567)
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		17.047.567	(25.231.239)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		238.000	811.373
Compras de propiedades, planta y equipo		(5.602.426)	(3.859.881)
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		(5.364.426)	(3.048.508)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo		20.339.903	5.000.000
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo		0	5.682.460

(Continuación)

TOTAL IMPORTES PROCEDENTES DE PRÉSTAMOS		20.339.903	10.682.460
Préstamos de entidades relacionadas		212.604.484	298.575.142
Pagos de préstamos		(3.883.917)	(9.450.787)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(240.129.521)	(271.444.156)
Dividendos pagados		(658.131)	(911.185)
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		(11.727.182)	27.451.474
INCREMENTO NETO (DISMINUCIÓN) EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ANTES DEL EFECTO DE LOS CAMBIOS EN LA TASA DE CAMBIOS		(44.041)	(828.273)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		2.920.553	3.748.826
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	5	2.876.512	2.920.553



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Viña del Mar, 08 de marzo de 2012

Señores Accionistas y Directores
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria

Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y a sus correspondientes notas, las cuales no se incluyen en este informe. En nuestro informe de fecha 08 de marzo de 2012 expresamos una opinión sin salvedades sobre dichos estados financieros consolidados.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros consolidados. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, la información contenida en los estados financieros resumidos que se acompañan es razonablemente concordante, en todos sus aspectos significativos, con los estados financieros de los cuales éstos se han derivado. Sin embargo, por presentar los estados financieros resumidos información incompleta, éstos deben ser leídos en conjunto con los citados estados financieros auditados.

Anthony J. F. Dawes
RUT: 4.576.198-3

GRUPO CGE
MEMORIA 2011



ESTADOS
FINANCIEROS
RESUMIDOS DE
SUBSIDIARIA

Estados Financieros Resumidos de Subsidiaria

Energía del Limarí S.A. Estado de Situación Financiera Clasificado Resumido

Al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Activos	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Activos corrientes	1.530.312	2.098.545
Activos no corrientes	3.888.050	4.202.618
TOTAL ACTIVOS	5.418.362	6.301.163

Patrimonio Neto y Pasivos	31/12/2011	31/12/2010
	M\$	M\$
Pasivos corrientes	1.021.100	877.303
Pasivos no corrientes	140.493	292.377
TOTAL PASIVOS	1.161.593	1.169.680
Patrimonio	4.256.769	5.131.483
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	5.418.362	6.301.163

Energía del Limarí S.A. Estados de Resultados por Función

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

Estado de Resultados por Función	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
GANANCIA BRUTA	(175.607)	511.531
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	(1.047.381)	161.925
Gasto por impuestos a las ganancias	172.667	29.047
GANANCIA (PÉRDIDA)	(874.714)	190.972
GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(874.714)	190.972
GANANCIA (PÉRDIDA)	(874.714)	190.972
GANANCIAS POR ACCIÓN		
GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA (\$ POR ACCIÓN)		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	(874.714)	190.972
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones descontinuadas	0	0
GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN BÁSICA	(874.714)	190.972

Energía del Limarí S.A. Estados de Resultados Integral Resumidos

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

Estado de Resultados Integral	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
GANANCIA (PÉRDIDA)	(874.714)	190.972
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		
OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, GANANCIAS (PÉRDIDAS) POR REVALUACIÓN	0	1.649.003
OTROS COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS	0	1.649.003
IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	0	(280.330)
SUMA DE IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELACIONADOS CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL	0	(280.330)
OTRO RESULTADO INTEGRAL	0	1.368.673
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	(874.714)	1.559.645
RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(874.714)	1.559.645
TOTAL RESULTADO INTEGRAL	(874.714)	1.559.645

Energía del Limarí S.A. Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Resumidos

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

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2011	3.494.864	1.666.550	(285.622)	1.380.928	255.691	5.131.483	5.131.483
Saldo Inicial Reexpresado	3.494.864	1.666.550	(285.622)	1.380.928	255.691	5.131.483	5.131.483
Cambios en Patrimonio	0	(51.358)	0	(51.358)	(823.356)	(874.714)	(874.714)
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2011	3.494.864	1.615.192	(285.622)	1.329.570	(567.665)	4.256.769	4.256.769

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2010	3.494.864	306.497	(285.622)	20.875	113.391	3.629.130	3.629.130
Saldo Inicial Reexpresado	3.494.864	306.497	(285.622)	20.875	113.391	3.629.130	3.629.130
Cambios en Patrimonio	0	1.360.053	0	1.360.053	142.300	1.502.353	1.502.353
SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2010	3.494.864	1.666.550	(285.622)	1.380.928	255.691	5.131.483	5.131.483

Energía del Limarí S.A. Estados de Flujos de Efectivo Directo Resumidos

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

Estado de Flujo de Efectivo Directo	01/01/2011 31/12/2011	01/01/2010 31/12/2010
	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	224.151	95.921
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(207.450)	(210.151)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(47.292)	(56.293)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	(30.591)	(170.523)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	52.127	222.650
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	21.536	52.127

Diseño y Producción

DÍNAMO

Fotografía

ARCHIVO FOTOGRÁFICO CGE

Impresión

FYRMA GRÁFICA

CONAFE





**COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A.
Y SUBSIDIARIA**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**

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

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
INDICE

I.	INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS	7
II.	ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO	8
	Activo.....	8
	Pasivos.....	9
	ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADOS POR FUNCION	10
	ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADO INTEGRAL.....	11
	ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO	12
	ESTADO CONSOLIDADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	15
II.-	NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	15
1.-	INFORMACION GENERAL.....	15
2.-	RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.	15
2.1.-	Bases de preparación de los estados financieros consolidados.....	15
2.2.-	Nuevos estándares, interpretaciones y enmiendas adoptadas por la Sociedad.	16
2.3.-	Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.	17
2.4.-	Bases de consolidación.....	19
2.5.-	Entidad subsidiaria.	20
2.6.-	Transacciones en moneda extranjera.	20
2.7.-	Información financiera por segmentos operativos.....	21
2.8.-	Propiedades, planta y equipo.....	21
2.9.-	Activos intangibles.....	23
2.10.-	Costos por intereses.....	24
2.11.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.....	24
2.12.-	Activos financieros.	25
2.13.-	Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.....	27
2.14.-	Inventarios.....	28
2.15.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.....	29

2.16.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.....	29
2.17.-	Capital social.....	29
2.18.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	29
2.19.-	Préstamos y otros pasivos financieros.....	30
2.20.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.....	30
2.21.-	Beneficios a los empleados.....	30
2.22.-	Provisiones.....	32
2.23.-	Subvenciones estatales.....	32
2.24.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	32
2.25.-	Reconocimiento de ingresos.....	33
2.26.-	Arrendamientos.....	33
2.27.-	Contratos de construcción.....	34
2.28.-	Distribución de dividendos.....	34
3.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.....	34
3.1.-	Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía.....	35
3.2.-	Riesgo financiero.....	39
3.3.-	Control interno.....	45
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.....	45
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.....	45
4.2.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.....	45
4.3.-	Tasaciones de propiedades, planta y equipo.....	46
5.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	46
6.-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	47
6.1.-	Activos y pasivos de cobertura.....	47
6.2.-	Jerarquías del valor razonable.....	47
7.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	48
8.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.....	51
8.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	52
8.2.-	Directorio y Gerencia de la Sociedad.....	56
9.-	INVENTARIOS.....	58
10.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.....	58
11.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.....	59

12.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION.	60
12.1.-	Inversiones en subsidiarias.....	60
13.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	62
13.1.-	Composición y movimientos de los activos intangibles.	62
13.2.-	Activos intangibles con vida útil indefinida.	64
14.-	PLUSVALIA.	65
14.1.-	Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.....	65
15.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	66
15.1.-	Vidas útiles.	66
15.2.-	Detalle de los rubros.	66
15.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, planta y equipo.	68
15.4.-	Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.....	70
15.5.-	Información adicional sobre propiedades, planta y equipo.....	70
15.6.-	Costo por intereses.	70
15.7.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.	70
16.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.	72
16.1.-	Activos por impuestos diferidos.....	72
16.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.....	72
16.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.	73
16.4.-	Compensación de partidas.....	74
17.-	PASIVOS FINANCIEROS.....	74
17.1.-	Clases de pasivos financieros.	74
17.2.-	Préstamos bancarios - desglose de monedas y vencimientos.	75
17.3.-	Obligaciones con el público (bonos).....	76
18.-	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.....	77
18.1.-	Pasivos acumulados (o devengados).....	77
19.-	OTRAS PROVISIONES.	78
19.1.-	Provisiones – Saldos.	78
19.2.-	Movimiento de las provisiones.	79
20.-	PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	80
20.1.-	Detalle del rubro.....	80

20.2.-	Detalle de las obligaciones post empleo y similares.	80
20.3.-	Balance obligaciones post empleo y similares.	81
20.4.-	Gastos reconocidos en el estado de resultados.	81
20.5.-	Hipótesis actuariales.	81
21.-	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.	82
22.-	PATRIMONIO NETO.	82
22.1.-	Capital suscrito y pagado.	82
22.2.-	Número de acciones suscritas y pagadas.	82
22.3.-	Política de dividendos.	83
22.4.-	Dividendos.	83
22.5.-	Otras reservas.	83
22.6.-	Participaciones no controladoras.	84
22.7.-	Transacciones con participaciones no controladoras.	84
22.8.-	Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.	84
23.-	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.	85
23.1.-	Ingresos ordinarios.	85
23.2.-	Otros ingresos, por función.	86
24.-	COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.	86
24.1.-	Gastos por naturaleza.	86
24.2.-	Gastos de personal.	87
24.3.-	Depreciación y amortización.	87
24.4.-	Otras Ganancias (Pérdidas).	88
25.-	RESULTADO FINANCIERO.	88
26.-	GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.	89
26.1.-	Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	89
26.2.-	Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.	90
26.3.-	Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.	90
26.4.-	Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.	91
27.-	GANANCIAS POR ACCION.	91
28.-	INFORMACION POR SEGMENTO.	92
28.1.-	Criterios de segmentación.	92

28.2.-	Cuadros patrimoniales.	93
28.3.-	Cuadros de resultados.....	95
29.-	SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	96
29.1.-	Resumen de saldos en moneda extranjera.....	96
29.2.-	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos corrientes.....	97
29.3.-	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos no corrientes.....	98
30.-	CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.....	99
30.1.-	Juicios y otras acciones legales.....	99
30.2.-	Sanciones Administrativas.....	101
30.3.-	Otras materias.....	102
30.4.-	Restricciones.....	102
31.-	DISTRIBUCION DEL PERSONAL.....	103
32.-	MEDIO AMBIENTE.....	103
33.-	HECHOS POSTERIORES.....	104

I. INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS



INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Viña del Mar, 08 de marzo de 2012

Señores Accionistas y Directores
Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria

Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas) es responsabilidad de la Administración de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros consolidados. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Anthony J. F. Dawes
RUT: 4-576.198-3

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
II. ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ACTIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	2.876.512	2.920.553
Otros activos no financieros.	11	562.193	568.273
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	52.491.727	67.364.428
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	500.898	324.407
Inventarios.	9	452.038	891.894
Activos por impuestos.	10	1.780.614	6.278.459
Total activos corrientes		58.663.982	78.348.014
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros.	11	8.280	8.280
Derechos por cobrar.	7	1.441.548	2.030.353
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	1.921.893	1.925.782
Plusvalía.	14	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	15	106.721.823	107.092.741
Activos por impuestos diferidos.	16	9.111.399	7.453.726
Total activos no corrientes		218.265.677	217.571.616
TOTAL ACTIVOS		276.929.659	295.919.630

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	11.209.089	4.030.533
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18	15.476.265	21.979.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	8.830.715	34.960.531
Otras provisiones.	19	389.925	1.923.791
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	0	199.482
Otros pasivos no financieros.	21	1.846.869	677.328
Total pasivos corrientes		37.752.863	63.771.049
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros.	17	73.855.252	61.736.752
Otras provisiones.	19	559.928	392.516
Pasivo por impuestos diferidos.	16	330.784	482.668
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	2.776.745	2.512.122
Otros pasivos no financieros.	21	1.468.244	3.104.210
Total pasivos no corrientes		78.990.953	68.228.268
TOTAL PASIVOS		116.743.816	131.999.317
PATRIMONIO			
Capital emitido.	22	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	16.950.318	19.560.146
Otras reservas.	22	21.630.709	22.754.476
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.		160.180.658	163.914.253
Participaciones no controladoras.	22	5.185	6.060
Total patrimonio		160.185.843	163.920.313
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		276.929.659	295.919.630

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

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	168.098.725	157.425.889
Costo de ventas	24	(142.192.820)	(134.412.516)
Ganancia bruta		25.905.905	23.013.373
Otros ingresos, por función.	23	776.849	1.019.228
Gasto de administración.	24	(23.024.550)	(18.306.109)
Otros gastos, por función.	24	(305.274)	(236.658)
Otras ganancias (pérdidas).	24	(1.251.868)	(1.859.390)
Ingresos financieros.	25	1.047.031	564.763
Costos financieros.	25	(5.555.536)	(4.209.175)
Resultados por unidades de reajuste.	25	(2.510.800)	(1.697.214)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto		(4.918.243)	(1.711.182)
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	1.686.794	(12.986)
Ganancia (pérdida)		(3.231.449)	(1.724.168)
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		(3.230.574)	(1.724.359)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		(875)	191
Ganancia (pérdida)		(3.231.449)	(1.724.168)

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADO INTEGRAL
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		(3.231.449)	(1.724.168)
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	23	190.249	254.697
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		190.249	254.697
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación	23	0	12.454.121
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		190.249	12.708.818
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral.	23	(35.196)	(39.920)
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	23	0	(2.141.511)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(35.196)	(2.181.431)
Otro resultado integral		155.053	10.527.387
Total resultado integral		(3.076.396)	8.803.219
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		(3.075.521)	8.801.659
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		(875)	1.560
Total resultado integral		(3.076.396)	8.803.219

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

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Reservas de coberturas de flujo de caja	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	121.599.631	32.875.930	(183.559)	(9.937.895)	22.754.476	19.560.146	163.914.253	6.060	163.920.313
Cambios en patrimonio									
Resultado integral.									
Ganancia (pérdida).						(3.230.574)	(3.230.574)	(875)	(3.231.449)
Otro resultado integral.			155.053		155.053		155.053	0	155.053
Resultado integral.							(3.075.521)	(875)	(3.076.396)
Dividendos.						(658.074)	(658.074)		(658.074)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(1.278.820)			(1.278.820)	1.278.820	0		0
Total de cambios en patrimonio	0	(1.278.820)	155.053	0	(1.123.767)	(2.609.828)	(3.733.595)	(875)	(3.734.470)
Saldo final al 31/12/2011	121.599.631	31.597.110	(28.506)	(9.937.895)	21.630.709	16.950.318	160.180.658	5.185	160.185.843

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

Estado de cambios en el patrimonio	Capital emitido	Reservas				Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Reservas de coberturas de flujo de caja	Otras reservas	Total reservas				
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	121.599.631	23.957.673	(398.336)	(9.937.895)	13.621.442	20.803.310	156.024.383	4.016	156.028.399
Saldo inicial reexpresado	121.599.631	23.957.673	(398.336)	(9.937.895)	13.621.442	20.803.310	156.024.383	4.016	156.028.399
Cambios en patrimonio									
Resultado integral.									
Ganancia (pérdida).						(1.724.359)	(1.724.359)	191	(1.724.168)
Otro resultado integral.		10.311.241	214.777		10.526.018		10.526.018	1.369	10.527.387
Resultado integral.							8.801.659	1.560	8.803.219
Dividendos.						(911.789)	(911.789)		(911.789)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.		(1.392.984)			(1.392.984)	1.392.984	0	484	484
Total de cambios en patrimonio	0	8.918.257	214.777	0	9.133.034	(1.243.164)	7.889.870	2.044	7.891.914
Saldo final al 31/12/2010	121.599.631	32.875.930	(183.559)	(9.937.895)	22.754.476	19.560.146	163.914.253	6.060	163.920.313

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

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01-01-2011	01-01-2010
	al	31-12-2011	31-12-2010
	Nota	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		218.831.130	161.214.989
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(189.448.376)	(168.973.276)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(7.824.263)	(7.652.090)
Otros cobros y pagos de operación			
Intereses pagados.		(4.063.122)	(3.419.030)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		2.888.190	(1.277.265)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(3.335.992)	(5.124.567)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		17.047.567	(25.231.239)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Actividades de inversión			
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		238.000	811.373
Compras de propiedades, planta y equipo.		(5.602.426)	(3.859.881)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(5.364.426)	(3.048.508)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Actividades de financiación			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		20.339.903	5.000.000
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		0	5.682.460
Total importes procedentes de préstamos.		20.339.903	10.682.460
Préstamos de entidades relacionadas.		212.604.484	298.575.142
Pagos de préstamos.		(3.883.917)	(9.450.787)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(240.129.521)	(271.444.156)
Dividendos pagados.		(658.131)	(911.185)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(11.727.182)	27.451.474
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(44.041)	(828.273)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio.		2.920.553	3.748.826
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio.	5	2.876.512	2.920.553

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA
III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011.

1.- INFORMACION GENERAL.

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

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. es una sociedad anónima cerrada y tiene su domicilio social en 13 Norte N° 810 en la ciudad de Viña del Mar 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° 0471 e inscrita en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Comercio de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile por sus títulos de deuda.

La emisión de estos estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 793 del 08 de marzo de 2012, quien con dicha fecha autorizó además su publicación.

2.- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES.

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

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros consolidados

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

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

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

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

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

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

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

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de partes relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de partes relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) remueve el requisito para entidades relacionadas del gobierno de revelar todas las transacciones con entidades gubernamentales y sus relacionadas, incorporando precisiones para éstas, clarificando y simplificando la definición de parte relacionada.
- Enmienda a la NIC 32, Clasificación de derechos de emisión, emitida en octubre de 2009. Para aquellos derechos de emisión ofrecidos por un monto fijo de moneda extranjera, la práctica actual requiere que tales derechos sean registrados como obligaciones por instrumentos financieros derivados. La enmienda señala que si tales instrumentos son emitidos a prorrata a todos los accionistas existentes para una misma clase de acciones por un monto fijo de dinero, éstos deben ser clasificados como patrimonio independientemente de la moneda en la cual el precio de ejercicio está fijado.
- Enmienda a la NIC 34, “Estados financieros interinos”, provee una guía ilustrativa de cómo se deben aplicar los principios de revelación de la NIC 34 y requerimientos asociados: Las circunstancias que puedan afectar valores de los instrumentos financieros y su clasificación, cambios en la clasificación de activos financieros, cambios en activos y pasivos contingentes, transferencia de instrumentos financieros entre los diferentes niveles de jerarquía de valor justos.
- NIIF 1, “Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”. Emitida en enero de 2010, aclara la fecha correspondiente a la exención a presentar información comparativa requerida por NIIF 7.
- NIIF 7, “Instrumentos financieros revelaciones”, enfatiza la interacción entre lo cuantitativo y lo cualitativo, revelando todo lo asociado a la naturaleza y extensión de los riesgos, asociándolos con el instrumento financiero. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 13, “Programas de fidelización de clientes”, el significado del valor justo se clarifica en el contexto de la medición de los créditos entregados como premios en los programas de fidelización de clientes. La enmienda es aplicable para los períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- Enmienda a la CINIIF 14, Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19 - Límite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo lo prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para períodos que comiencen el 1 de enero de 2011.
- CINIIF 19, “Cancelación de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda, emitida en noviembre de 2009, clarifica los requerimientos de NIIF cuando una entidad renegocia los términos de un pasivo financiero con su acreedor y éste acepta cancelar

total o parcialmente la deuda por acciones u otro instrumento de patrimonio y requiere el registro de un resultado calculado como la diferencia entre el valor de libros del pasivo y el valor razonable del instrumento de patrimonio emitido a cambio.

- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010 para un conjunto de normas e interpretaciones. Las fechas efectivas de adopción de estas modificaciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2011, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.

- Enmienda a la NIC 12, “impuesto a las ganancias e impuestos diferidos”. Esta enmienda, emitida en diciembre de 2010, proporciona una excepción a los principios generales de NIC 12 para la propiedad para inversión que se midan usando el modelo del valor razonable contenido en la NIC 40 “Propiedad de inversión”, la excepción también aplica a la propiedad de inversión adquirida en una combinación de negocio si luego de la combinación de negocios el adquirente aplica el modelo del valor razonable contenido en NIC 40. La modificación incorpora la presunción de que las propiedades de inversión valorizadas a valor razonable, se realizan a través de su venta, por lo que requiere aplicar a las diferencias temporales originadas por éstas la tasa de impuesto para operaciones de venta. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- Enmienda a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, emitida en junio de 2011. La principal modificación de esta enmienda requiere que los ítems de los Otros Resultados Integrales se deben clasificar y agrupar evaluando si serán potencialmente reclasificados a resultados en periodos posteriores. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2012 y su adopción anticipada está permitida.
- Enmienda a la NIIF 1, emitida en diciembre 2010, trata de los siguientes temas: i) Exención para hiperinflación severa, permite a las empresas cuya fecha de transición sea posterior a la normalización de su moneda funcional, valorizar activos y pasivos a valor razonable como costo atribuido. ii) Remoción de requerimientos de fechas fijas: adecúa la fecha fija incluida en la NIIF 1 a fecha de transición, para aquellas operaciones que involucran baja de activos financieros y activos o pasivos a valor razonable por resultados en su reconocimiento inicial. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no es aplicable a la Sociedad.
- Enmienda a la NIIF 7, “Instrumentos financieros”. Emitida en octubre de 2010, incrementa los requerimientos de revelación para las transacciones que implican transferencias de activos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de julio de 2011. Esta enmienda no tendrá impactos relevantes a los estados financieros de la Sociedad.
- NIC 19 Revisada, “Beneficios a los Empleados”. Emitida en junio de 2011, reemplaza a la NIC 19 (1998). Esta norma revisada modifica el reconocimiento y medición de los gastos por planes de beneficios definidos y los beneficios por terminación. Adicionalmente, incluye modificaciones a las revelaciones de todos los beneficios de los empleados. El principal efecto previsto para la Sociedad radica en la eliminación del método “del corredor” utilizado para el reconocimiento de los resultados actuariales derivados de planes de beneficios definidos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida.

- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros. Posteriormente esta norma fue modificada en noviembre de 2010 para incluir el tratamiento y clasificación de pasivos financieros. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que afectará la contabilización de sus activos financieros clasificados como Disponibles para la venta, pero de manera no significativa. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 9.
- NIIF 10, “Estados financieros consolidados”, emitida en mayo de 2011, sustituye a la SIC 12 “Consolidación de entidades de propósito especial y partes de la NIC 27 “Estados financieros consolidados”. Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales, muestran que el efecto no será significativo. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 11, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- NIIF 11 “Acuerdos conjuntos”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a la NIC 31 “Participaciones en negocios conjuntos” y SIC 13 “Entidades controladas conjuntamente”. Dentro de sus modificaciones se incluye la eliminación del concepto de activos controlados conjuntamente y la posibilidad de consolidación proporcional de entidades bajo control conjunto. La Sociedad ha evaluado los impactos de su aplicación y ésta no tendrá efectos. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 11. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 12 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- NIIF 12, “Revelación de participaciones en otras entidades”. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de su aplicación. Sin embargo, los indicadores iniciales muestran que el efecto no será significativo. La Sociedad no ha decidido aún la fecha de adopción de NIIF 12. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y modificaciones a las NIC 27 y 28.
- NIC 27 “Estados financieros separados”. Emitida en mayo de 2011, reemplaza a NIC 27 (2008). El alcance de esta norma se restringe a partir de este cambio sólo a estados financieros separados, dado que los aspectos vinculados con la definición de control y consolidación fueron removidos e incluidos en la NIIF 10. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 28.
- NIC 28 “Inversiones en asociadas y joint ventures”. Emitida en mayo de 2011, regula el tratamiento contable de estas inversiones mediante la aplicación del método de la participación. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida en conjunto con las NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 y la modificación a la NIC 27.
- IFRS 13 “Medición del valor razonable” Emitida en mayo de 2011, reúne en una sola norma la forma de medir el valor razonable de activos y pasivos y las revelaciones necesarias sobre éste, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición.
- CINIIF 20 ““Stripping Costs” en la fase de producción de minas a cielo abierto”, Emitida en octubre de 2011, regula el reconocimiento de “Stripping Costs” como un activo, la medición inicial y posterior de este activo. La interpretación exige que las entidades mineras que

presentan estados financieros conforme a las NIIF cancelen los activos de “Stripping Costs” existentes con las ganancias acumuladas iniciales cuando los activos no puedan ser atribuidos a un componente identificable de un yacimiento. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013. Esta norma no es aplicable a la Sociedad.

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

2.4.- Bases de consolidación.

2.4.1.- Subsidiarias o filiales.

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

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

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

2.4.2.- Transacciones y participaciones no controladoras.

La Sociedad aplica la política de tratar las transacciones con las participaciones no controladoras como si fueran transacciones con accionistas de la Sociedad. En el caso de

adquisiciones de participaciones no controladoras, la diferencia entre cualquier retribución pagada y la correspondiente participación en el valor en libros de los activos netos adquiridos de la subsidiaria se reconoce en el patrimonio. Las ganancias y pérdidas por bajas a favor de la participación no controladora, mientras se mantenga el control, también se reconocen en el patrimonio.

Cuando la Sociedad deja de tener control o influencia significativa, cualquier interés retenido en la entidad es remedido a valor razonable con impacto en resultados. El valor razonable es el valor inicial para propósitos de su contabilización posterior como asociada, negocio conjunto o activo financiero. Los importes correspondientes previamente reconocidos en Otros resultados integrales son reclasificados a resultados.

2.5.- Entidad subsidiaria.

2.5.1.- Entidades de consolidación directa.

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

Rut	Nombre sociedad	País	Moneda funcional	Porcentaje de participación en el capital y en los votos			
				2011			2010
				Directo	Indirecto	Total	Total
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Peso chileno	99,90000	0,00000	99,90000	99,90000

2.5.2.- Cambios en el perímetro de consolidación.

No existen cambios en el perímetro de consolidación al 31 de diciembre de 2011 con respecto al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2010.

2.6.- Transacciones en moneda extranjera.

2.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

Las partidas incluidas en los estados financieros de la Sociedad y su subsidiaria se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera ("moneda funcional"). La moneda funcional y de presentación de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria, es el Peso chileno.

2.6.2.- Transacciones y saldos.

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

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 otros resultados integrales, 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 otros resultados integrales.

2.6.3.- Tipos de cambio.

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

Fecha	\$ CL / US\$	\$ CL / UF
31-12-2010	468,01	21.455,55
31-12-2011	519,20	22.294,03

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

2.7.- Información financiera por segmentos operativos.

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados a los responsables de tomar las decisiones operativas relevantes. Dichos ejecutivos son los responsables de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos, los cuales han sido identificados como Servicios Eléctricos Regulados y no Regulados. Esta información se detalla en Nota N°28.

2.8.- Propiedades, planta y equipo.

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

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

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

El resto de 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 período o ejercicio en el que se incurren.

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

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

Los aumentos en el valor en libros como resultado de la revaluación de los activos valorados mediante el método de retasación periódica se acreditan a los otros resultados integrales y a reservas en el patrimonio, en la cuenta reserva o superávit de revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva o superávit de revaluación en el patrimonio; todas las demás disminuciones se cargan al estado de resultados. Cada año la diferencia entre la depreciación sobre la base del valor en libros revaluado del activo cargada al estado de resultados y de la depreciación sobre la base de su costo original se transfiere de la cuenta reserva o superávit de revaluación a las ganancias (pérdidas) acumuladas, neta de sus impuestos diferidos.

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

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

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

Las pérdidas y ganancias por la venta de una propiedad, planta y equipo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender

activos revalorizados, los valores incluidos en reserva o superávit de revaluación se traspasan a Ganancias (pérdidas) acumuladas, netas de impuestos diferidos.

2.9.- Activos intangibles.

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

El menor valor representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Sociedad en los activos netos identificables de la ex subsidiaria Empresa Eléctrica Emec S.A. cuya fusión fue aprobada con fecha 27 de enero de 2004 y por la adquisición de la actual subsidiaria Energía del Limarí S.A. El menor valor relacionado con adquisiciones de subsidiarias representa un intangible y se incluye bajo el rubro de plusvalía.

El menor valor reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del menor valor relacionado con la entidad vendida.

La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

El mayor valor (Goodwill negativo) proveniente de la adquisición de una inversión o combinación de negocios, se abona directamente al estado consolidado de resultados.

2.9.2.- Servidumbres.

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

2.9.3.- Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados.

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

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

2.9.4.- Programas informáticos.

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

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por la Sociedad, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos.

Los costos de producción de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

2.9.5.- Gastos de investigación y desarrollo.

Los gastos de investigación se reconocen como un gasto cuando se incurre en ellos. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los siguientes requisitos:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros gastos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un gasto no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el período en que se espera que generen beneficios.

2.10.- Costos por intereses.

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

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

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

El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el mayor de los dos. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos

se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del menor valor (Goodwill), que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de balance por si se hubieran producido reversiones de la pérdida.

2.12.- Activos financieros.

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

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

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

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

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

2.12.2.- Préstamos y cuentas por cobrar.

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

2.12.3.- 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 la Sociedad se compromete a adquirir o vender el activo. Los activos financieros se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no llevados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en

resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados.

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

Los activos financieros 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 de la Sociedad 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 de la Sociedad a percibir el pago de los dividendos.

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

La Sociedad evalúa en la fecha de cada estado de situación financiera si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de patrimonio clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable

corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocido en resultados, se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

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

2.13.- Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.

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

La Sociedad documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para manejar varias transacciones de cobertura. La Sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

Los derivados negociables se clasifican como un activo o pasivo corriente.

La contabilidad de coberturas se registra de acuerdo con lo dispuesto por NIC 39.

2.13.1.- Coberturas de valor razonable.

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

La ganancia o pérdida relacionadas 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 ejercicio remanente hasta su vencimiento.

2.13.2.- Coberturas de flujos de efectivo.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los derivados que son designados y que califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce 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 ejercicios 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 activos de propiedad, planta y equipo.

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

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

Ciertos instrumentos financieros derivados no califican para ser reconocidos a través del tratamiento contable de coberturas y se registran a su valor razonable a través de ganancias y pérdidas. Cualquier cambio en el valor razonable de estos derivados se reconoce inmediatamente en el estado de resultados.

2.14.- Inventarios.

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

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

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

2.15.- Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

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

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que la Sociedad no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas por cobrar. Algunos indicadores de posible deterioro de las cuentas por cobrar son dificultades financieras del deudor, la probabilidad de que el deudor vaya a iniciar un proceso de quiebra o de reorganización financiera y el incumplimiento o falta de pago, como así también la experiencia sobre el comportamiento y características de la cartera colectiva.

El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados al tipo de interés efectivo. El valor de libros del activo se reduce por medio de la cuenta de provisión y el monto de la pérdida se reconoce con cargo al estado de resultados. Cuando una cuenta por cobrar se considera incobrable, se castiga contra la respectiva provisión para cuentas incobrables. La recuperación posterior de montos previamente castigados se reconoce como abono en el estado de resultados.

2.16.- Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

2.17.- Capital social.

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

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

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

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

2.19.- Préstamos y otros pasivos financieros.

Los préstamos, obligaciones con el público y otros 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 la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

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

2.20.- Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.

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

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

Los impuestos diferidos se calculan de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias que surgen entre las bases tributarias de los activos y pasivos, y sus importes en libros en los estados financieros. Sin embargo, si los impuestos diferidos surgen del reconocimiento inicial de un pasivo o un activo en una transacción distinta de una combinación de negocios que en el momento de la transacción no afecta ni al resultado contable ni a la ganancia o pérdida fiscal, no se contabiliza. El impuesto diferido se determina usando tasas impositivas (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, excepto cuando la oportunidad en que se revertirán las diferencias temporales es controlada por la Sociedad y es probable que la diferencia temporal no se revertirá en un momento previsible en el futuro.

2.21.- Beneficios a los empleados.

2.21.1.- Vacaciones del personal.

La Sociedad reconoce el gasto por vacaciones del personal mediante el método del devengo. Este beneficio corresponde a todo el personal y equivale a un importe fijo según los contratos particulares de cada trabajador. Este beneficio es registrado a su valor nominal.

2.21.2.- Indemnizaciones por años de servicio (PIAS).

La Sociedad constituye pasivos por obligaciones por indemnizaciones por cese de servicios, en base a lo estipulado en los contratos colectivos e individuales del personal de sus subsidiarias. Si este beneficio se encuentra pactado, la obligación se trata, de acuerdo con NIC 19, de la misma manera que los planes de beneficios definidos y es registrada mediante el método de la unidad de crédito proyectada. El resto de los beneficios por cese de servicios se tratan según el apartado siguiente.

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

El pasivo reconocido en el estado de situación financiera es el valor presente de la obligación del beneficio definido más/menos los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas y los costos por servicios pasados. El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados, usando las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad denominados en la misma moneda en la que los beneficios serán pagados y que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por PIAS hasta su vencimiento.

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

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

Los beneficios por cese que no califican con el descrito en el punto 2.21.2.- se pagan cuando la relación laboral se interrumpe antes de la fecha normal de retiro o cuando un empleado acepta voluntariamente el cese a cambio de estos beneficios. La Sociedad reconoce los beneficios por cese cuando está demostrablemente comprometido, ya sea:

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

2.21.4.- Premios de antigüedad.

La Sociedad tiene pactados premios pagaderos a los empleados, toda vez que éstos cumplan 5, 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la Sociedad. Este beneficio se reconoce en base a estimaciones actuariales. Las ganancias y pérdidas derivadas de los cálculos actuariales se cargan o abonan a los resultados del ejercicio en el que se producen.

2.21.5.- Participación en las utilidades.

La Sociedad reconoce un pasivo y un gasto por participación en las utilidades en base a contratos colectivos e individuales de sus trabajadores, como también de los Directores, sobre la base de una fórmula que toma en cuenta la utilidad atribuible a los accionistas de la Sociedad.

2.22.- Provisiones.

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

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

- La Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- Es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación;
- El importe se ha estimado de forma fiable.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando la mejor estimación de la Sociedad. La tasa de descuento utilizada para determinar el valor actual refleja las evaluaciones actuales del mercado, en la fecha de los estados de situación financiera, del valor temporal del dinero, así como el riesgo específico relacionado con el pasivo en particular, de corresponder. El incremento en la provisión por el paso del tiempo se reconoce en el rubro gasto por intereses.

2.23.- Subvenciones estatales.

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

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

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

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

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

2.25.- Reconocimiento de ingresos.

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

La Sociedad reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir a la entidad y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades de la Sociedad, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta.

2.25.1.- Ventas de electricidad.

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

2.25.2.- Ventas de bienes.

Las ventas de bienes se reconocen cuando la Sociedad ha entregado los productos al cliente y no existe ninguna obligación pendiente de cumplirse que pueda afectar la aceptación de los productos por parte del cliente. La entrega no tiene lugar hasta que los productos se han enviado al lugar concreto, los riesgos de obsolescencia y pérdida se han transferido al cliente, y el cliente ha aceptado los productos de acuerdo con el contrato de venta, el período de aceptación ha finalizado, o bien la Sociedad tiene evidencia objetiva de que se han cumplido los criterios necesarios para la aceptación.

Las ventas se reconocen en función del precio fijado en el contrato de venta, neto de los descuentos por volumen y las devoluciones estimadas a la fecha de la venta. Los descuentos por volumen se evalúan en función de las compras anuales previstas. Se asume que no existe un componente financiero implícito, dado que las ventas se realizan con un período medio de cobro reducido.

2.25.3.- Ingresos por intereses.

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

2.25.4.- Ingresos por dividendos.

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

2.26.- Arrendamientos.

2.26.1.- Cuando la Sociedad es el arrendatario - Arrendamiento operativo.

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y ventajas derivados de la titularidad del bien se clasifican como arrendamientos

operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

2.26.2.- Cuando la Sociedad 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 ejercicio 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 propiedad, planta y equipos o en propiedades de inversión según corresponda.

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

2.27.- Contratos de construcción.

Los costos de los contratos de construcción a terceros se reconocen cuando se incurre en ellos. Los ingresos y costos del contrato de construcción se reconocen en resultados de acuerdo con el método de grado de avance. 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 ejercicio del contrato. Cuando sea probable que los costos del contrato vayan a exceder el total de los ingresos del mismo, la pérdida esperada se reconoce inmediatamente como un gasto, o como parte de un contrato oneroso.

2.28.- Distribución de dividendos.

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

3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

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

Las principales situaciones de riesgo a que está expuesta la actividad son las siguientes:

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

En el país existen cuatro sistemas eléctricos, diferenciados por su ubicación geográfica:

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) que abarca la XV, I y II regiones y que atiende al 6,2% de la población total del país, el Sistema Interconectado Central (SIC) que cubre desde Tal-Tal (II Región) hasta Chiloé (X Región), más la Región Metropolitana, con un 92,2% de la población del país, el Sistema de Aysén que atiende a la XI Región con un 0,6% de la población y el Sistema de Magallanes presente en la XII Región que atiende al 1,0% de la población.

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

3.1.1.- 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 Reconstrucción). Dicha Ley establece un marco regulatorio y un proceso de fijación de tarifas único, que restringe el poder discrecional del gobierno a través del establecimiento de criterios objetivos para la fijación de precios, de forma tal que el resultado sea la asignación económicamente eficiente de recursos al sector eléctrico.

El sistema regulatorio, vigente desde 1982, aunque ha sufrido algunas modificaciones importantes en los últimos años, ha permitido un desarrollo satisfactorio del sector eléctrico, además de su tránsito desde un sistema de propiedad estatal a otro de propiedad mayoritariamente privado. Asimismo, ha permitido un rápido proceso de crecimiento, con altas tasas de inversión durante la última década, la diversificación de la oferta en generación e importantes reducciones en los costos de producción, transporte y distribución, en particular en los últimos 10 años.

El mercado ha sido dividido en dos categorías: a) clientes sujetos a fijación de precios, que corresponden principalmente a aquellos cuya potencia conectada es igual o inferior a 2000 KW y; b) clientes no sujetos a fijación de precios o clientes libres. Las tarifas cobradas a clientes regulados son fijadas por la autoridad. Por otro lado, los precios de suministro para clientes libres se pactan libremente. Adicionalmente, los clientes que tienen una potencia conectada mayor a 500 kW se encuentran facultados para optar entre una tarifa regulada y una de precio libre.

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

3.1.2 Mercado de Distribución de Electricidad.

La cobertura geográfica que posee Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. en esta actividad, permite reducir el riesgo inherente a la concentración de clientes, demanda e instalaciones. En efecto, las distintas realidades socioeconómicas de cada una de las regiones del país, permiten diversificar el origen de sus ingresos, evitando la dependencia y los posibles factores de riesgo asociados a la concentración de su actividad comercial en una zona específica del país.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y su subsidiaria Energía del Limarí S.A. (ENELSA), distribuyen energía eléctrica en las regiones de Coquimbo y de Valparaíso y abastecen a 359.610 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 1.467,0 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2011.

Demanda:

En Chile, la demanda por energía eléctrica ha crecido en forma sostenida en los últimos años, impulsada por el desarrollo económico experimentado por el país. En este sentido, el crecimiento de la demanda se relaciona directamente 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.

En Chile, como nación en vías de desarrollo, el consumo per cápita aún es bajo en comparación a otros países desarrollados. Por lo tanto, las perspectivas de crecimiento del consumo de energía eléctrica son altas, lo que se traduce en que el riesgo relacionado a la volatilidad y evolución de la demanda es bastante reducido, incluso considerando el impacto que podría generar la implementación de planes de eficiencia energética, los que tienden a traducirse en reducciones de la demanda que experimentan las empresas concesionarias y con ello, de los correspondientes ingresos.

Contratos de suministro:

Para abastecer el consumo de sus clientes regulados y libres, la Sociedad cuenta con dos contratos de suministro de energía y potencia con generadores; en efecto, con la empresa Colbún S.A. se mantiene un contrato que abarca la zona de Viña del Mar con vigencia hasta el 30 de abril 2015, dado que Colbún S.A. puso término anticipado al contrato según lo establecido en dicho contrato; y con la empresa Eléctrica Guacolda S.A. se mantiene un contrato con vigencia hasta el 31 de octubre de 2015, con el que la Sociedad abastece al resto de sus clientes regulados, ubicados tanto en la región de Coquimbo como la de Valparaíso.

A contar del 1 de enero de 2010 la subsidiaria ENELSA, ha suscrito contratos de suministro de energía y potencia con Endesa con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019 y dos contratos con la empresa Colbún S.A. con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2019.

3.1.3.- Precios:

El segmento de distribución de electricidad en Chile se encuentra regulado por el Estado, debido a que presenta las características propias de monopolio natural.

Consecuentemente, establece un régimen de concesiones para el establecimiento, operación y explotación de redes de distribución de servicio público, donde se delimita territorialmente la zona de operación de las empresas distribuidoras. Asimismo, se regulan las condiciones de explotación de este negocio, precios que se pueden cobrar a clientes regulados y la calidad de servicio que debe prestar.

El marco regulatorio de la industria eléctrica en Chile, está definido por la Ley General de Servicios Eléctricos cuyo texto se encuentra contenido en el DFL N°4-2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto N° 327 - 1997 del Ministerio de Minería) y los decretos tarifarios y demás normas técnicas y reglamentarias emanadas del referido ministerio, de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Valor agregado de distribución (VAD).

La tarifa regulada de distribución, que es fijada cada cuatro años por la Comisión Nacional de Energía, resulta de la suma de tres componentes: el precio de nudo, fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución (a partir de enero de 2010, se debe considerar el precio de los contratos de suministro que hayan suscrito las distribuidoras como resultado de las licitaciones realizadas para dar cumplimiento a la modificación legal introducida por la Ley Corta II), un cargo único por concepto de uso del Sistema Troncal y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. Como el precio de nudo corresponde al precio aplicable a la compra de energía para consumos sometidos a regulación de precios y el cargo único por uso del Sistema Troncal se debe traspasar a los propietarios de dichos sistemas, la distribuidora recauda sólo el VAD, componente que le permite cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, así como rentar sobre todas las instalaciones.

La Ley General de Servicios Eléctricos establece que cada 4 años se debe efectuar el cálculo de los costos de los componentes del VAD, basado en el dimensionamiento de empresas modelo de distribución de energía eléctrica, las cuales deben ser eficientes y satisfacer óptimamente la demanda con la calidad de servicio determinada en la normativa vigente. En el año 2012 se desarrollará el proceso tarifario para determinar las tarifas de distribución que regirán desde noviembre de 2012 a octubre de 2016.

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

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

El valor agregado de distribución remunera:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independiente de su consumo;
- Pérdidas medias de distribución en potencia y energía;

- Costos estándares de inversión, 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 propias empresas concesionarias realizan estudios, cuyos resultados son ponderados en la proporción de dos tercios y un tercio, respectivamente. Con los valores agregados definitivos, la Comisión Nacional de Energía estructura fórmulas tarifarias finales y sus fórmulas de indexación, las cuales, de acuerdo con los procedimientos establecidos, son fijadas mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Particularmente, dichas fórmulas de indexación, que son aplicadas mensualmente, consideran las variaciones del IPC, del IPMN, del precio del cobre y del dólar, reflejando las variaciones en los precios de los principales insumos que afectan los costos de la distribución de electricidad.

Adicionalmente, dada la existencia de economías de escala en la actividad de distribución de electricidad, las empresas alcanzan anualmente rendimientos crecientes con el aumento de la cantidad de clientes y de la demanda en sus zonas de concesión, los cuales son incorporados en las tarifas reguladas y transferidos a los clientes mediante la aplicación de factores de ajuste anuales determinados por la CNE.

i) Precios de servicios asociados al suministro.

Por otra parte, en la misma ocasión en que se fija el Valor Agregado de Distribución, cada cuatro años, se fijan los precios de los servicios asociados al suministro de electricidad. Los servicios más relevantes son los de apoyos en postes a empresas de telecomunicaciones, arriendo de medidores, suspensión y reconexión de servicios, pago fuera de plazo y ejecución de empalmes.

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

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

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

Así, en lo referido a los precios de los servicios asociados, los estudios son publicados por la Comisión Nacional de Energía. Posteriormente, la CNE debe elaborar y publicar un

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

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

Proceso de tarificación de sistemas de subtransmisión

En el año 2009 fue iniciado el proceso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014, el que a la fecha no ha concluido. Una vez que se publique el Decreto que fije dichas tarifas se deberán reliquidar los consumos de los clientes de las empresas distribuidoras y las compras que estas empresas efectúan por concepto de subtransmisión.

3.2.- Riesgo financiero.

El negocio de distribución de energía en que participan CONAFE y su subsidiaria, dentro del sector eléctrico en Chile, se caracteriza por la realización de inversiones con un perfil de retornos de largo plazo y estabilidad regulatoria, ya que los precios de venta son determinados mediante un mecanismo de carácter técnico, el cual permite obtener una rentabilidad razonable, que la ley establece dentro de una banda del 10% +/- 4% para la industria de la distribución de electricidad en su conjunto en aquellos años en que se efectúan fijaciones de fórmulas tarifarias de distribución aplicables a clientes regulados -cada 4 años-, 10% +/- 5% en el resto de los años, Asimismo, los ingresos y costos se encuentran estructurados fundamentalmente en pesos y/o unidades de fomento.

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

3.2.1.- Riesgo de tipo de cambio.

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

Al cierre del 31 de diciembre de 2011, la deuda financiera de CONAFE alcanzó a M\$84.527.959, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

Tipo de deuda	31-12-2011		31-12-2010	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en Pesos o UF	78.271.050	92,60%	59.038.194	91,28%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	6.256.909	7,40%	5.639.530	8,72%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0,00%	0	0,00%
Total	84.527.959	100%	64.677.724	100%

En el caso de la deuda en dólares, la Sociedad, siguiendo las directrices del Grupo CGE, ha optado mayoritariamente por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda, expresados principalmente en Unidades de Fomento.

Actualmente, la Compañía posee un stock de deuda en dólares de MMUS\$12, sobre la que ha optado por realizar una cobertura a nivel de flujo de caja a través de contratos de permuta financiera (Cross Currency Swap) con el fin de mantener los flujos de la deuda expresados principalmente en Unidades de Fomento. En consecuencia, la mayor exposición cambiaría está relacionada con la variación de la Unidad de Fomento respecto del peso.

En relación a la deuda en dólares por MMUS\$ 12 que tiene asociada un cross currency swap, se fijó el capital al momento de la contratación de éstos en UF 299.702. La deuda por bonos vigente al 31 de diciembre de 2011 alcanza a UF 2.382.353 (UF 2.558.824 al 31 de diciembre de 2010).

Al analizar el efecto en resultados que produce la deuda denominada en unidades de fomento debido a la variación del valor de la UF, se observa un impacto negativo en resultados de M\$2.248.850 al 31 de diciembre de 2011 (M\$1.465.481 de menor resultado al 31 de diciembre de 2010).

	UF	M\$
Al 31/12/2010	2.682.055	57.544.965
Al 31/12/2011	2.682.055	59.793.815
Resultados por unidades de Reajuste		(2.248.850)

	UF	M\$
Al 31/12/2009	2.858.526	59.865.767
Al 31/12/2010	2.858.526	61.331.248
Resultados por unidades de Reajuste		(1.465.481)

3.2.2.- Riesgo de variación unidad de fomento.

La Compañía mantiene el 92,60% de sus deudas expresadas en UF, lo que genera un efecto en la valorización de estos pasivos respecto del peso. Para determinar el efecto de la variación de la UF en resultados antes de impuesto se realizó una sensibilización de la UF reflejando que ante un alza de un 1% en el valor de la UF, los resultados antes de impuesto disminuyen en M\$597.937 para el ejercicio concluido al 31 de diciembre de 2011 (M\$613.325 al 31 de diciembre de 2010).

3.2.3.- Riesgo de tasa de interés.

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

En este sentido, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. posee una baja exposición al riesgo asociado a las fluctuaciones de las tasas de interés en el mercado, ya que el 69,33% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

	31-12-2011		31-12-2010	
	M\$	%	M\$	%
Deuda a Tasa fija	52.343.825	61,92%	54.035.365	83,55%
Deuda a tasa fija mediante derivados	6.256.909	7,40%	5.639.530	8,72%
Deuda tasa variable	25.927.225	30,67%	5.002.829	7,73%
Total deuda financiera	84.527.959	100%	64.677.724	100%

Al efectuar un análisis de sensibilidad sobre la deuda, el efecto en resultados bajo un escenario en que las tasas fueran 1% superior a las vigentes sería de M\$ 723.666 de mayor gasto por intereses durante el ejercicio 2011.

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

El riesgo de liquidez en La Sociedad, es administrado mediante una adecuada gestión de los activos y pasivos, optimizando los excedentes de caja diarios y de esa manera asegurar el cumplimiento de los compromisos de deudas en el momento de su vencimiento.

A nivel de nuestra matriz CGE, continuamente se efectúan proyecciones de flujos de caja, análisis de la situación financiera, del entorno económico y análisis del mercado de deuda con el objeto de, en caso de requerirlo, contratar nuevos financiamientos o reestructurar créditos existentes a plazos que sean coherentes con la capacidad de generación de flujos de los diversos negocios en que participa la Compañía. Sin perjuicio de lo anterior, se cuenta con líneas bancarias de corto plazo aprobadas, que permiten reducir ostensiblemente el riesgo de liquidez.

El reducido riesgo de refinanciamiento se circunscribe a aquella porción de la deuda que se encuentra radicada en el corto plazo.

En los siguientes cuadros se puede apreciar el perfil de vencimiento de capital e intereses.

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 31-12-2011	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	7.955.842	11.896.471	6.584.720	13.461.373	0	39.898.407
Bonos	6.209.496	11.892.458	16.558.868	19.677.689	14.968.792	69.307.303
Total	14.165.338	23.788.929	23.143.588	33.139.062	14.968.792	109.205.710
	13%	22%	21%	30%	14%	100%

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 31-12-2010	Hasta 1 año	Más de 1 año y hasta 3 años	Más de 3 años y hasta 6 años	Más de 6 años y hasta 10 años	Más de 10 años	TOTAL
Bancos	352.489	11.953.688	0	0	0	12.306.177
Bonos	6.134.598	11.780.949	16.430.496	19.596.821	20.868.151	74.811.015
Total	6.487.087	23.734.637	16.430.496	19.596.821	20.868.151	87.117.192
	7%	27%	19%	23%	24%	100%

3.2.4.1. Efecto en flujo de caja por cambios de precios de nudo:

El precio de nudo, en conformidad a la legislación vigente, es revisado y actualizado cada seis meses, en mayo y noviembre de cada año. Dicho precio que corresponde al valor al cual compran las empresas distribuidoras a las empresas generadoras, es traspasado a clientes finales a través de la tarifa de venta; es decir, el fundamento de la ley es que las empresas distribuidoras obtengan su margen exclusivamente a través del Valor Agregado de Distribución.

Sin perjuicio de lo anterior, variaciones en el precio de nudo producen un efecto en la situación de caja de las empresas distribuidoras, ya que se produce un desfase temporal entre el momento en que la energía comprada al nuevo precio nudo se paga a la empresa generadora –habitualmente en el mismo mes- y el momento en que se recauda de los clientes.

3.2.4.2. Efecto en flujo de caja por cambios en el perfil de pago de los clientes:

Producto de la actual crisis económica se ha observado que en promedio los clientes han concentrado sus pagos cada vez más cerca de la fecha de corte. En períodos económicos normales los pagos tienden a concentrarse en períodos cercanos y posteriores a la fecha de vencimiento de los documentos de cobro. Para mitigar este riesgo, la legislación que regula el sector eléctrico faculta a las empresas distribuidoras a cobrar un valor fijo por pago fuera de plazo y cobros adicionales por corte y reposición, en el caso de aplicarse. Se ha dimensionado el efecto económico y el riesgo financiero asociado a cambios en el perfil de pago de los clientes y se considera que no genera impactos significativos la Sociedad.

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

En la actividad de distribución de electricidad 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.

La siguiente tabla muestra la diversificación por tipo de clientes:

	31-12-2011		31-12-2010	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	35%	335.023	35%	320.040
Industrial	21%	816	23%	790
Comercial	25%	13.872	24%	13.252
Otros	19%	9.899	18%	9.496
Total	100%	359.610	100%	343.578

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 de la Compañía es de 4,2 meses en el año 2011, coherente con las características propias de los negocios de distribución de electricidad. Del mismo modo, el monto de Deudas Comerciales Vencidas y Deterioradas representa un monto poco significativo del 3,8% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
-----------	-------------------	-------------------

Ingresos Operacionales	168.098.725	157.425.889
Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	58.895.673	72.703.746
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	6.403.946	3.308.965

Rotación cuentas por cobrar (meses)	4,2	5,5
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales (anualizados)	3,8%	2,1%

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

Como parte del análisis de riesgo financiero, se ha realizado una estimación del valor de mercado (valor justo) que tendrían los pasivos bancarios y bonos de la Compañía al 31 de diciembre de 2011 y 2010. Este análisis consiste en obtener el valor presente de los flujos de caja futuros de cada deuda financiera vigente, utilizando tasas representativas de las condiciones de mercado de acuerdo al riesgo de la empresa y al plazo remanente de la deuda.

De esta forma, se presenta a continuación un resumen de los pasivos financieros, concluyéndose que no existe una diferencia significativa entre el valor libro y el valor justo de éstas:

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.11 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.11 M\$	Diferencia (%)
Bonos	52.343.825	51.809.101	-1%
Bancos	32.184.134	32.897.077	2%
Total	84.527.959	84.706.178	0%

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.10 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.10 M\$	Diferencia (%)
Bonos	54.035.365	57.016.325	6%
Bancos	10.642.359	10.361.254	-3%
Total	64.677.724	67.377.579	4%

3.3.- Control interno.

La Sociedad cuenta con mecanismos de control interno, controles de gestión de riesgos, controles de gestión económico - financiero, para asegurar que las operaciones se realicen en concordancia con las políticas, normas y procedimientos establecidos internamente como también los emanados desde el Grupo CGE.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., a partir de enero de 2010, implementó el sistema de gestión y administración integrado SAP, que permitirá obtener a futuro mejoras y eficiencias significativas en la gestión. Como parte del proceso de estabilización post-implantación del sistema, la sociedad experimentó ciertos problemas operativos, principalmente en sus sistemas de facturación, y consecuentemente, se adoptaron todas las acciones necesarias para lograr la normalización de sus procesos y procedimientos. Los presentes estados financieros consolidados incluyen todos los efectos conocidos a la fecha, derivados de este proceso de estabilización. Asimismo, la administración estima que de las regularizaciones en curso que aún se deban completar, no surgirán efectos que puedan afectar de manera significativa la posición financiera de la misma.

4.- ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

Las estimaciones y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

La Sociedad efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro. Las estimaciones contables resultantes por definición muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Las estimaciones y supuestos que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material a los saldos de los activos y pasivos en el próximo año se presentan a continuación.

4.1.- Estimación del deterioro de la plusvalía comprada.

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía mercantil ha sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota N° 2.11. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso.

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

4.2.- Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad.

El valor presente de las obligaciones por indemnizaciones por años de servicio pactadas y premios por antigüedad ("los beneficios") depende de un número de factores que se determinan sobre bases actuariales usando un número de supuestos. Los supuestos usados al determinar el costo neto por los beneficios incluyen la tasa de descuento. Cualquier cambio en estos supuestos tendrá impacto en el valor en libros de la obligación por los beneficios.

La Sociedad determina la tasa de descuento al final de cada año que considera más apropiada de acuerdo a las condiciones de mercado a la fecha de valoración. Esta tasa de interés es la que utiliza la Sociedad para determinar el valor presente de las futuras salidas de flujos de efectivo

estimadas que se prevé se requerirá para cancelar las obligaciones por planes de beneficios. Al determinar la tasa de descuento, la Sociedad considera las tasas de interés de bonos corporativos de alta calidad que se denominan en la moneda en la que los beneficios se pagarán y que tienen plazos de vencimiento similares o que se aproximan a los plazos de las respectivas obligaciones por los beneficios.

Otros supuestos claves para establecer las obligaciones por planes de beneficios se basan en parte en las condiciones actuales del mercado. En la Nota N° 20 se presenta información adicional al respecto.

4.3.- Tasaciones de propiedades, planta y equipo.

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

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

5.- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo en caja.	175.904	2.019
Saldos en bancos.	2.700.608	2.918.534
Total	2.876.512	2.920.553

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

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

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	2.876.512	2.920.553
Total		2.876.512	2.920.553

6.- OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

6.1.- Activos y pasivos de cobertura.

Este rubro incluye el valor razonable del contrato de permuta de tipo de cambio y tasa de interés (cross currency interest rate swap), suscrito el 5 de diciembre de 2008, el cual convierte US\$12.000.000 al equivalente de UF 299.702.

Al 31 de diciembre de 2011, el Valor Justo de dichos contratos generó un Pasivo de Cobertura ascendente a M\$536.382 (M\$1.089.561 al 31 de diciembre de 2010), con efecto en Otros Resultados Integrales de M\$155.057 neto de impuestos diferidos.

6.1.1.- Pasivos financieros a valor razonable con cambios en el patrimonio.

La composición de los pasivos de cobertura al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se detallan en el siguiente cuadro:

Pasivos de coberturas corrientes y no corrientes				Valor justo			
				Corrientes		No corrientes	
Tipo de contrato	Tipo de cobertura	Riesgo de cobertura	Partida cubierta	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Swaps	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tipo de cambio y tasa de interés variable.	Moneda y tasa de interés	536.382	0	0	1.089.561
Total				536.382	0	0	1.089.561

6.2.- Jerarquías del valor razonable.

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

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2011		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	536.382	0	0	536.382	0
Total	536.382	0	0	536.382	0

Instrumentos financieros medidos a valor razonable			Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Pasivos financieros	31-12-2010		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	0	1.089.561	0	1.089.561	0
Total	0	1.089.561	0	1.089.561	0

Conforme a NIC 39, las variaciones en el valor justo de estas inversiones son registradas en otros resultados integrales y acumuladas en patrimonio hasta su realización.

7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales, neto.	51.229.196	66.144.886	1.441.548	2.030.353
Otras cuentas por cobrar, neto.	1.262.531	1.219.542	0	0
Total	52.491.727	67.364.428	1.441.548	2.030.353

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales, bruto.	57.633.142	69.453.851	1.441.548	2.030.353
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.262.531	1.219.542	0	0
Total	58.895.673	70.673.393	1.441.548	2.030.353

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	24.909.656	29.620.148	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	1.861.528	1.556.868	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	1.756.760	3.052.033	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	1.441.548	2.030.353
Total	28.527.944	34.229.049	1.441.548	2.030.353

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	13.827.783	16.926.361
Con vencimiento entre tres y seis meses.	4.068.428	7.073.603
Con vencimiento entre seis y doce meses.	4.049.631	4.671.697
Con vencimiento mayor a doce meses.	8.421.887	7.772.683
Total	30.367.729	36.444.344

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

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Deudores comerciales.	6.403.946	3.308.965	0	0
Total	6.403.946	3.308.965	0	0

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

Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Saldo inicial.	3.308.965	3.079.080	0	0
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del periodo o ejercicio.	(271.082)	0	0	0
Aumento (disminución) del periodo ó ejercicio.	3.366.063	229.885	0	0
Total	6.403.946	3.308.965	0	0

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

Efecto en resultado de la provisión en el periodo	Saldo al	
	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Deudores comerciales.	3.366.063	229.885
Total	3.366.063	229.885

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 la Sociedad no será capaz de cobrar el importe que se le adeuda, ello aún luego de aplicar las acciones de cobranza.

La exposición máxima al riesgo de crédito a la fecha de reporte es el valor en libros de cada clase de cuenta por cobrar mencionada.

Calidad Crediticia:

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

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

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

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

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

8.1.- Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

8.1.1.- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	48.009	135.686	0	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	22.162	9.221	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.468	161	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	67.636	10.477	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios Recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	91.679	0	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	67.371	4.189	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	87.506	1.132	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios Recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	107.222	162.031	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	3.431	1.510	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	32	0	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Venta de Energía	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	2.696	0	0	0
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	686	0	0	0
TOTALES							500.898	324.407	0	0

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

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

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Saldos al			
R.U.T	Sociedad	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
							M\$	M\$	M\$	M\$
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	563.905	468.384	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	37.713	32.682	0	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz	CL\$	6.541.358	34.073.045	0	0
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	131.304	9.709	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	64.622	36.371	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	284.547	0	0	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Asesoría informática	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	470.091	22.952	0	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	58.386	0	0	0
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	0	605	0	0
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	4.353	11.434	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	693	39	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	48.601	14.497	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recaudacion	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	263.440	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL\$	257.642	290.752	0	0
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Matriz común	CL\$	0	58	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	59	3	0	0
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	3.275	0	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	8.925	0	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Indirecta	CL\$	91.801	0	0	0
TOTALES							8.830.715	34.960.531	0	0

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

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

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2011 31-12-2011 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01-01-2010 31-12-2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	45.822	(45.822)	74.790	(74.790)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Ventas propiedad, planta y equipo	CL \$	0	0	114.234	114.234
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	203.529	203.529	186.857	(186.857)
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	19.558	19.558	9.609	9.609
96.719.210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CL \$	1.229	0	0	0
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas licuado	CL \$	6.679	(6.679)	5.408	(5.408)
96.568.740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	9.654	9.654	9.121	9.121
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	509.059	(509.059)	561.441	(561.441)
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	135.080	135.080	164.220	164.220
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Cargos)	CL \$	1.964	0	0	0
99.596.430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Abonos)	CL \$	2.021.777	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	22.052	22.052	7.657	7.657
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activos	CL \$	168.227	0	0	0
96.837.950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	2.503.440	(2.503.440)	2.522.177	(2.522.177)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	4.045	0	929.002	0
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	32.785	32.785	35.154	35.154
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	6.943	6.943	2.380	2.380
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	4.993.314	(1.361.247)	4.350.759	(866.655)
89.479.000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	97.331	(97.331)	19.775	(19.775)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	343.603	(343.603)	257.467	(257.467)
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	240.129.521	0	271.444.156	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	212.604.484	0	298.575.142	0
90.042.000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	1.392.988	(1.392.988)	621.098	(610.608)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	52.514	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de Equipo	CL \$	565.054	(565.054)	73.671	(73.671)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Asesoría Informática	CL \$	1.761.888	(1.761.888)	1.987.887	(1.987.887)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	1.166.241	(1.166.241)	1.221.916	(1.221.916)
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	0	0	29.703	0
93.603.000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	0	0	41.124	41.124
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	671.528	(671.528)	585.886	(585.886)
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	583	0
93.832.000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Ventas propiedad, planta y equipo	CL \$	0	0	818.477	0

8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados. (continuación)

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2011 31-12-2011 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01-01-2010 31-12-2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	73.954	(73.954)	71.205	(71.205)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	4.646.629	(4.646.629)	5.084.235	(5.084.235)
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	73.162	73.162	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Cargos)	CL \$	7.876.143	0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios de Recaudacion (Abonos)	CL \$	169.814	0	0	0
99.513.400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	20.919	20.919	0	0
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	330	(330)	1.170	(199)
86.386.700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	1.255	1.255	1.170	1.170
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	826.312	(826.312)	117.575	(117.575)
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	246	(246)	3.829	(3.829)
78.784.320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	2.266	2.266	0	0
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	954	(954)	1.077	(1.077)
96.853.490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	27	27	0	0
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	243.690	(243.690)	271.772	(271.772)
99.527.700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	315	(315)	11.872	(11.872)
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	475.998	475.998	913.312	913.312
87.601.500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Compra de Energía y Potencia	CL \$	4.953	(4.953)	0	0
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	77.143	(77.143)	1.065	(1.065)
96.763.010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla Colchagua y Maule S.A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	6.496	6.496	0	0
96.541.920-9	Empresa Eléctrica de Antofagasta S. A.	Chile	Indirecta	Venta de Energía	CL \$	144	144	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	1.150	1.150	0	0
96.849.700-6	Empresa Eléctrica de Talca S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	7.728	(7.728)	0	0
99.548.240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Matriz común	Dividendos	CL \$	0	0	57	0
96.868.110-9	Hormigones del Norte S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	2.067	2.067	0	0

8.2.- Directorio y Gerencia de la Sociedad.

El Directorio de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. lo componen siete miembros, los cuales permanecen por un ejercicio de 3 años en sus funciones, pudiendo estos reelegirse.

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 13 de abril de 2010 se procedió a la elección del Directorio de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.

En Sesión Ordinaria de Directorio N° 769 de fecha 26 de abril de 2010, el Directorio de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. definió su estructura, de acuerdo a lo siguiente:

José Luis Hornauer Herrmann	Presidente del Directorio
Francisco Marín Jordán	Vicepresidente del Directorio
Andrés Pérez Cruz	Director
Rafael Marín Jordán	Director
Pablo Neuweiler Heinsen	Director
Pablo Guarda Barros	Director
Gonzalo Rodríguez Vives	Director

El equipo gerencial de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. lo componen 1 Gerente General, 4 Gerentes de Área, 2 Gerentes de Zona y 6 Subgerentes de Área.

8.2.1.- Remuneración del Directorio.

Según lo establecido en el Artículo N° 33 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 13 de abril de 2011, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2011:

- Dietas por asistencia a sesiones.

Pagar a cada Director 30 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.

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

Retribución del directorio					
Nombre	Cargo	01-01-2011 31-12-2011		01-01-2010 31-12-2010	
		Dieta directorio	Participación utilidades	Dieta directorio	Participación utilidades
		M\$	M\$	M\$	M\$
José Luis Hornauer Herrmann	Presidente	17.077	0	17.794	26.990
Francisco Marín Jordán	Vicepresidente	8.538	0	8.897	13.494
Pablo Guarda Barros	Director	7.224	0	8.256	0
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	8.538	0	8.268	0
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	0	0	2.514	13.494
Rafael Marín Jordán	Director	8.538	0	8.897	0
Andrés Pérez Cruz	Director	8.538	0	8.253	13.494
Pablo Neuweiler Heinsen	Director	8.538	0	6.383	13.494
Totales		66.991	0	69.262	80.966

Las remuneraciones pagadas correspondientes a directores ascendieron a M\$66.991 al 31 de diciembre de 2011 (M\$150.228 en el ejercicio 2010).

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$1.325.511 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011, (M\$1.429.415 en el ejercicio 2010).

Remuneraciones con cargo a resultados del personal clave de la gerencia	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Salarios.	1.109.193	1.076.948
Beneficios a corto plazo para los empleados.	216.318	205.046
Otros beneficios a largo plazo.	0	8.716
Beneficios por terminación.	0	136.787
Otros .	0	1.918
Total	1.325.511	1.429.415

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

9.- INVENTARIOS.

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

Clases de inventarios	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Suministros para mantención.	541.736	999.331
Provisión de deterioro.	(89.698)	(107.437)
Total	452.038	891.894

Información adicional de inventarios:

Otra información de inventarios	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	0	(11.089)
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	17.739	0
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el periodo.	1.361.247	866.655

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

10.- ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos por impuestos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pagos provisionales mensuales.	1.877.590	1.574.921
Rebajas al impuesto.	75.554	3.446.348
Créditos al impuesto.	0	1.333.740
Total	1.953.144	6.355.009

Pasivos por impuestos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	172.530	76.550
Total	172.530	76.550

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

Activo / pasivos por impuestos, neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos por impuestos por cobrar.	1.780.614	6.278.459
Pasivos por impuestos por pagar.	0	0

11.- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Gastos pagados por anticipado.	0	2.505	0	0
Boletas en garantía.	175.521	180.051	8.280	8.280
Otros activos	386.672	385.717	0	0
	562.193	568.273	8.280	8.280

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

12.1.- Inversiones en subsidiarias.

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

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2010 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2011 M\$
Energía del Limarí S.A.	Chile	CL\$	99,90000%	99,90000%	6.054.302	0	(873.838)	0	0	0	0	5.180.464
				TOTALES	6.054.302	0	(873.838)	0	0	0	0	5.180.464

Saldos al 31 de diciembre de 2010

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2010 M\$	Adiciones M\$	Participación en ganancia (pérdida) M\$	Resultado responsabilidad sobre pasivos netos M\$	Dividendos recibidos M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro incremento (decremento) M\$	Saldo al 31-12-2010 M\$
Energía del Limarí S.A.	Chile	CL\$	99,90000%	99,90000%	4.553.451	0	190.781	0	(57.234)	0	1.367.304	6.054.302
				TOTALES	4.553.451	0	190.781	0	(57.234)	0	1.367.304	6.054.302

12.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Inversiones en subsidiarias	31-12-2011										
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos subsidiaria	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos subsidiaria	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Energía del Limarí S.A.	99,90000%	1.530.121	5.007.412	6.537.533	1.021.100	330.784	1.351.884	5.351.059	(5.275.098)	(950.675)	(874.714)
TOTALES		1.530.121	5.007.412	6.537.533	1.021.100	330.784	1.351.884	5.351.059	(5.275.098)	(950.675)	(874.714)

Saldos al 31 de diciembre de 2010

Inversiones en subsidiarias	31-12-2010										
	% Participación	Activos corrientes	Activos no corrientes	Total activos subsidiaria	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Total pasivos subsidiaria	Ingresos ordinarios	Costo de ventas	Otros	Ganancia (pérdida) neta
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Energía del Limarí S.A.	99,90000%	2.098.353	5.321.980	7.420.333	877.303	482.668	1.359.971	5.172.395	(4.650.627)	(330.796)	190.972
TOTALES		2.098.353	5.321.980	7.420.333	877.303	482.668	1.359.971	5.172.395	(4.650.627)	(330.796)	190.972

Con fecha 5 de enero de 2007 CONAFE adquirió a Cooperativa de Energía Eléctrica Ltda. (ELECOOP) y a Proyectos de Energía Eléctrica S.A. (PROENER), 509 acciones y 1 acción, respectivamente, representativas del 51% de participación que éstas mantenían en la Sociedad Energía del Limarí S.A. (ENELSA).

Con fecha 29 de diciembre de 2008 CONAFE adquirió a Cooperativa de Energía Eléctrica Ltda. (ELECOOP), 490 acciones representativas del 49% de participación restante que mantenían en la Sociedad Energía del Limarí S.A. (ENELSA), además con fecha 20 de diciembre de 2008, CONAFE, vendió una acción a CGE Magallanes, representando el 0,1% del total de acciones de Enelsa, con esto la participación de CONAFE en ENELSA quedó en un 99,90%.

13.- **ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.**

13.1.- **Composición y movimientos de los activos intangibles.**

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

Clases de activos intangibles, neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Programas informáticos, neto.	934	4.998
Otros activos intangibles identificables, neto.	1.920.959	1.920.784

Total	1.921.893	1.925.782
--------------	------------------	------------------

Clases de activos intangibles, bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Programas informáticos, bruto.	17.755	17.755
Otros activos intangibles identificables, bruto.	1.921.059	1.920.828

Total	1.938.814	1.938.583
--------------	------------------	------------------

Clase de amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	16.821	12.757
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	100	44

Total	16.921	12.801
--------------	---------------	---------------

Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles de vida finita, netos.	16.921	12.801

Total	16.921	12.801
--------------	---------------	---------------

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

Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas	Vida / tasa	Mínima	Máxima
Programas Informáticos.	Vida	3	7
Otros activos intangibles identificables.	Vida	20	20
Servidumbres.	Vida	Indefinida	Indefinida
Concesiones.	Vida	Indefinida	Indefinida

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

Movimientos en activos intangibles	2011		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2011	4.998	1.920.784	1.925.782
Adiciones.	0	231	231
Amortización.	(4.064)	(56)	(4.120)
Cambios, total	(4.064)	175	(3.889)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2011	934	1.920.959	1.921.893

Movimientos en activos intangibles	2010		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2010	9.912	1.920.828	1.930.740
Amortización.	(4.914)	(44)	(4.958)
Cambios, total	(4.914)	(44)	(4.958)
Saldo final de activos intangibles identificables al 31/12/2010	4.998	1.920.784	1.925.782

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

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31/12/2011	Importe en libros de activo individual intangible significativo M\$	Explicación del período de amortización restante de activo intangible individual identificable significativo
Servidumbres.	55.525	Indefinida
Derechos de explotación exclusiva de clientes regulados	1.855.181	Indefinida
Otros.	10.253	Definida
Total	1.920.959	

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

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Gastos de administración.	4.120	4.958
Total	4.120	4.958

13.2.- Activos intangibles con vida útil indefinida.

13.2.1.- Servidumbres.

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

13.2.2.- Derechos de 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.

13.2.3.- 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 Reconstrucción y que fueron adquiridas a través de combinaciones de negocios. Dichas concesiones tienen vida útil indefinida y están sujetas a caducidad sólo si la calidad del servicio suministrado no corresponde a las exigencias preestablecidas en dicho cuerpo normativo o en sus reglamentos, o a las condiciones estipuladas en los decretos de concesión. Por lo tanto, la actividad de distribución de energía eléctrica en Chile constituye un negocio regulado y no una concesión de servicios en los términos de IFRIC 12.

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.- PLUSVALIA.

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

Rut	Sociedad	Movimientos 2010			Movimientos 2011	
		Saldo al	Otros	Saldo al	Otros	Saldo al
		01-01-2010	incrementos (disminuciones)	31-12-2010	incrementos (disminuciones)	31-12-2011
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
86.897.200-9	Empresa Eléctrica EMEC S.A.	98.971.277	0	98.971.277	0	98.971.277
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	89.457	0	89.457	0	89.457
Totales		99.060.734	0	99.060.734	0	99.060.734

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

La Sociedad evalúa anualmente si la plusvalía comprada y demás activos intangibles de vida útil indefinida han sufrido algún deterioro, de acuerdo con la política contable que se describe en la Nota 2.11. Los montos recuperables de las unidades generadoras de efectivo han sido determinados sobre la base de cálculos de sus valores en uso. La estimación del valor en uso ha requerido que la administración realice las estimaciones de los flujos de efectivo futuros esperados, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en los ejercicios 2011 y 2010 fueron de 11,1% y 12,3%.

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

15.- PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

15.1.- Vidas útiles.

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

Vida útil para la depreciación de propiedades, planta y equipo	Vida útil	
	Mínima	Máxima
Vida útil para edificios.	60	60
Vida útil para planta y equipo.	20	45
Vida útil para equipamiento de tecnologías de la información.	3	10
Vida útil para instalaciones fijas y accesorios.	20	45
Vida útil para vehículos de motor.	7	10

15.2.- Detalle de los rubros.

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

15.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipo

Clases de propiedades, planta y equipo, neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Construcciones en curso.	4.159.228	2.242.093
Terrenos.	630.522	763.214
Edificios.	1.175.216	1.290.914
Planta y equipos.	99.526.902	101.263.027
Subestaciones de distribución.	11.271.896	11.517.518
Líneas y redes de media y baja tensión.	84.938.895	86.474.014
Medidores.	3.316.111	3.271.495
Equipamiento de tecnología de la información	9.728	16.113
Instalaciones fijas y accesorios	923.264	1.070.177
Equipos de comunicaciones.	219.435	305.657
Herramientas.	445.253	466.533
Muebles y útiles.	258.576	297.987
Vehículos de motor.	296.963	447.203
Total	106.721.823	107.092.741

15.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipo

Clases de propiedades, planta y equipo, bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Construcciones en curso.	4.159.228	2.242.093
Terrenos.	630.522	763.214
Edificios.	1.642.468	1.912.542
Planta y equipos.	153.556.257	150.992.188
Subestaciones de distribución.	18.276.897	17.920.901
Líneas y redes de media y baja tensión.	128.256.157	126.328.909
Medidores.	7.023.203	6.742.378
Equipamiento de tecnología de la información	74.252	74.252
Instalaciones fijas y accesorios	4.006.921	3.946.554
Equipos de comunicaciones.	1.201.352	1.201.352
Herramientas.	2.006.707	1.951.142
Muebles y útiles.	798.862	794.060
Vehículos de motor.	1.750.315	1.991.123
Total	165.819.963	161.921.966

15.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipo

Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Edificios.	467.252	621.628
Planta y equipos.	54.029.355	49.729.161
Subestaciones de distribución.	7.005.001	6.403.383
Líneas y redes de media y baja tensión.	43.317.262	39.854.895
Medidores.	3.707.092	3.470.883
Equipamiento de tecnología de la información	64.524	58.139
Instalaciones fijas y accesorios	3.083.657	2.876.377
Equipos de comunicaciones.	981.917	895.695
Herramientas.	1.561.454	1.484.609
Muebles y útiles.	540.286	496.073
Vehículos de motor.	1.453.352	1.543.920
Total	59.098.140	54.829.225

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

Movimiento al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento año 2011		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011		2.242.093	763.214	1.290.914	101.263.027	16.113	1.070.177	447.203	107.092.741
Cambios	Adiciones.	2.899.320	0	0	1.982.868	0	111.757	0	4.993.945
	Desapropiaciones	0	(132.692)	(101.196)	0	0	0	0	(233.888)
	Retiros.		0	0	(291.691)	0	0	(6.123)	(297.814)
	Gasto por depreciación.			(14.502)	(4.443.832)	(6.385)	(224.325)	(144.117)	(4.833.161)
	Otros incrementos (decrementos).	(982.185)	0	0	1.016.530	0	(34.345)	0	0
Total cambios		1.917.135	(132.692)	(115.698)	(1.736.125)	(6.385)	(146.913)	(150.240)	(370.918)
Saldo Final al 31/12/2011		4.159.228	630.522	1.175.216	99.526.902	9.728	923.264	296.963	106.721.823

Movimiento al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento año 2010		Construcción en curso	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Propiedades, planta y equipo, neto
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010		1.220.093	1.226.513	1.510.590	90.910.906	23.399	1.197.245	634.764	96.723.510
Cambios	Adiciones.	3.095.077	0	3.295	329.256	0	52.245	0	3.479.873
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(19.046)	(19.046)
	Retiros.		(562.433)	(240.531)	(247.516)	0	0	0	(1.050.480)
	Gasto por depreciación.			(20.970)	(4.064.455)	(7.286)	(234.011)	(168.515)	(4.495.237)
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto.		99.134	38.530	12.261.759	0	54.698	0	12.454.121
	Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	0
	Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	0
	Sub total reconocido en patrimonio neto	0	99.134	38.530	12.261.759	0	54.698	0	12.454.121
	Otros incrementos (decrementos).	(2.073.077)	0	0	2.073.077	0	0	0	0
Total cambios	1.022.000	(463.299)	(219.676)	10.352.121	(7.286)	(127.068)	(187.561)	10.369.231	
Saldo Final al 31/12/2010		2.242.093	763.214	1.290.914	101.263.027	16.113	1.070.177	447.203	107.092.741

15.4.- Política de inversiones en propiedades, planta y equipo.

La Sociedad, ha mantenido tradicionalmente una política de llevar a cabo todas las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a los avances tecnológicos, con el objeto de cumplir cabalmente con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente en el sector electricidad, como asimismo con los contratos comerciales suscritos con sus clientes.

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

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica y de gas se revaluaron al 31 de diciembre de 2010. Las tasaciones se llevaron a cabo, a base del valor de mercado o valor de reposición técnicamente depreciado, según corresponda. La plusvalía por revalorización neta de los correspondientes impuestos diferidos se abonó a la reserva o superávit de revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de resultados integrales. Este proceso implicó un incremento al 31 de diciembre de 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$ 12.454.121, el saldo revaluado de Propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011 asciende a M\$38.032.266 (Ver nota 15.7).

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	1.548.133	215.441
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	516.914	0
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción.	5.532.929	3.205.140

15.6.- Costo por intereses.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 no se han capitalizado intereses, por no existir propiedades, plantas y equipos que califiquen para dicha activación.

15.7.- Información a considerar sobre los activos revaluados.

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

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

En el caso de los bienes eléctricos que son los sometidos a reevaluación anual se ha definido considerar como valor de referencia el valor nuevo de reemplazo (VNR) entregado a la Superintendencia 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 que a diciembre de 2010 ascendía a 4% y basados en una vida útil total por clases de bienes como período total de retorno de flujos.

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

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

Respecto de las restricciones sobre la distribución del saldo de la Reserva de Revaluación en régimen bajo NIC 16, el superávit de revaluación incluido en el patrimonio neto será transferido directamente a la cuenta utilidades retenidas, cuando se produzca la baja del bien, o en la medida que éste fuera utilizado y depreciado por la Sociedad.

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

Valor de libros de Propiedades, planta y equipo revaluado según el modelo del costo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Terrenos.	320.377	358.058
Edificios.	836.097	987.123
Planta y equipo.	62.280.710	62.404.520
Total	63.437.184	63.749.701

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

Valor revaluado de propiedades, planta y equipo	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Saldo inicial	39.704.007	28.864.668
Ajustes de revaluación.	0	12.454.121
Retiros de propiedades, planta y equipo revaluados.	(183.569)	(284.308)
Depreciación de la porción del valor de propiedades, planta y equipo revaluados.	(1.488.172)	(1.330.474)
	0	
Movimiento del ejercicio	(1.671.741)	10.839.339
Total	38.032.266	39.704.007

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

Valor de libros según modelo del costo de propiedades, planta y equipo no revaluado	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Construcción en curso	4.159.228	2.242.093
Equipamiento de tecnologías de la información	9.728	16.113
Instalaciones fijas y accesorios	786.454	949.173
Vehículos de motor	296.963	431.654
Total	5.252.373	3.639.033

16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

16.1.- Activos por impuestos diferidos.

Activos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Relativos a propiedades, planta y equipo	2.496.078	3.944.295
Relativos a intangibles	295.482	285.226
Relativos a acumulaciones (o devengos).	222.424	254.889
Relativos a provisiones.	375.904	151.191
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	649.949	766.168
Relativos a pérdidas fiscales.	10.037.618	7.543.770
Relativos a cuentas por cobrar.	1.225.933	887.984
Relativos a los inventarios.	23.026	23.132
Relativos a otros.	210.378	203.368
Total	15.536.792	14.060.023

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

16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

Pasivos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Relativos a revaluaciones de propiedad, Planta y Equipo	6.560.701	6.898.072
Relativos a otros.	195.476	190.893
Total	6.756.177	7.088.965

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

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

Movimientos en activos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.	14.060.023	14.485.478
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	1.476.769	(425.455)
Cambios en activos por impuestos diferidos, total	1.476.769	(425.455)
Total	15.536.792	14.060.023

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

Movimientos en pasivos por impuestos diferidos	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.	7.088.965	5.212.212
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	(332.788)	1.876.753
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total	(332.788)	1.876.753
Total	6.756.177	7.088.965

16.4.- Compensación de partidas.

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

Concepto	Activos/Pasivos brutos M\$	Valores compensados M\$	Saldos netos al cierre M\$
----------	-------------------------------	----------------------------	-------------------------------

31-12-2011			
- Activos por impuestos diferidos	15.536.792	(6.425.393)	9.111.399
- Pasivos por impuestos diferidos	(6.756.177)	6.425.393	(330.784)
Total	8.780.615	0	8.780.615

31-12-2010			
- Activos por impuestos diferidos	14.060.023	(6.606.297)	7.453.726
- Pasivos por impuestos diferidos	(7.088.965)	6.606.297	(482.668)
Total	6.971.058	0	6.971.058

17.- PASIVOS FINANCIEROS.

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

17.1.- Clases de pasivos financieros.

Pasivos financieros	Moneda	31-12-2011		31-12-2010	
		Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.	CL \$	33.342	4.971.974	17.900	4.984.929
Préstamos bancarios.	US \$	6.256.909	0	23.410	5.616.120
Préstamos bancarios.	UF	251.866	20.670.043	0	0
Total préstamos bancarios		6.542.117	25.642.017	41.310	10.601.049
Obligaciones con el público (bonos)	UF	4.130.590	48.213.235	3.989.223	50.046.142
Pasivos de cobertura		536.382	0	0	1.089.561
Total		11.209.089	73.855.252	4.030.533	61.736.752

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

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

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

País	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					
							Vencimientos				Total corrientes 31-12-2011	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2011
							Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Islas Cayman	Banco BBVA	US\$	Al vencimiento	1,31%	1,31%	Sin Garantía	0	0	26.509	6.230.400	6.256.909	0	0	0	0	0	0
Chile	Banco BCI	CL\$	Al vencimiento	3,28%	3,28%	Sin Garantía	0	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0
Chile	Banco Bice	UF	Al vencimiento	3,76%	3,76%	Sin Garantía	0	0	49.719	0	49.719	0	5.064.222	0	0	0	5.064.222
Chile	Banco Chile	CL\$	Al vencimiento	7,06%	7,06%	Sin Garantía	0	0	0	33.339	33.339	0	4.971.974	0	0	0	4.971.974
Chile	Banco Corpbanca	UF	Anual	4,02%	4,02%	Sin Garantía	0	0	202.147	0	202.147	0	0	2.340.873	13.264.948	0	15.605.821
Total							0	0	278.378	6.263.739	6.542.117	0	10.036.196	2.340.873	13.264.948	0	25.642.017

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

País	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					
							Vencimientos				Total corrientes 31-12-2010	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2010
							Indeterminado	hasta 1 mes	1 a 3 meses	3 a 12 meses		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años	
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Islas Cayman	Banco BBVA	US\$	Al vencimiento	1,18%	1,18%	Sin Garantía	0	0	23.410	0	23.410	5.616.120	0	0	0	0	5.616.120
Chile	Banco BCI	CL\$	Al vencimiento	3,28%	3,28%	Sin Garantía	0	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0
Chile	Banco Chile	CL\$	Al vencimiento	3,79%	3,79%	Sin Garantía	0	0	0	17.897	17.897	0	4.984.929	0	0	0	4.984.929
Total							0	0	23.413	17.897	41.310	5.616.120	4.984.929	0	0	0	10.601.049

17.3.- Obligaciones con el público (bonos)

Saldos al 31 de diciembre de 2011.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31-12-2011 M\$	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2011 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años		
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
377	D	2.382.353	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	4.130.590	3.857.058	3.857.058	7.714.116	19.285.290	13.499.713	48.213.235	Chile
Total									4.130.590	3.857.058	3.857.058	7.714.116	19.285.290	13.499.713	48.213.235	

Saldos al 31 de diciembre de 2010.

Nº de inscripción o identificación del instrumento	Serie	Monto nominal colocado vigente	Unidad de reajuste del bono	Tasa de interés	Tasa de interés efectiva	Plazo final	Periodicidad		Total corrientes 31-12-2010 M\$	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2010 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años	más de 2 hasta 3 años	más de 3 hasta 5 años	más de 5 hasta 10 años	10 o más años		
										M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
377	D	2.558.824	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	3.989.223	3.707.121	3.707.121	7.414.241	18.535.604	16.682.055	50.046.142	Chile
Total									3.989.223	3.707.121	3.707.121	7.414.241	18.535.604	16.682.055	50.046.142	

18.- CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Proveedores de energía.	9.443.993	15.626.030	0	0
Retenciones.	2.231.378	2.015.873	0	0
Dividendos por pagar.	16.802	20.639	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	967.991	949.658	0	0
Proveedores no energéticos.	1.979.809	1.886.589	0	0
Acreedores varios.	529.270	1.001.265	0	0
Otros.	307.022	479.330	0	0
Total	15.476.265	21.979.384	0	0

18.1.- Pasivos acumulados (o devengados).

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Vacaciones del personal.	569.232	567.711	0	0
Bonificaciones de feriados.	133.828	112.391	0	0
Participación sobre resultados	264.931	267.740	0	0
Provisión de Aguinaldos	0	1.816	0	0
Total	967.991	949.658	0	0

19.- OTRAS PROVISIONES.

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

19.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales.	107.883	1.388.286	0	0
Participación en utilidades y bonos.	251.363	225.581	0	0
Otras provisiones.	30.679	309.924	559.928	392.516
Total	389.925	1.923.791	559.928	392.516

19.1.1.- Provisiones de reclamaciones legales.

Los montos corresponden a la provisión para ciertas demandas legales contra la Sociedad por clientes o particulares afectados con los servicios prestados. Los plazos para utilizar los saldos de las provisiones están acotados a los plazos normales de los procesos judiciales. Se incluyen además provisiones por multas de la autoridad eléctrica, que están en proceso de reclamación y cuya resolución para efectos de su uso también está sujeta a los plazos de dicho organismo, (detalle de juicios en Nota N° 30).

19.1.2.- 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.

19.1.3.- Participación en utilidades y bonos.

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

19.1.4.- Otras provisiones.

La Sociedad tiene el compromiso con el estado de renovar las instalaciones relacionadas con el proyecto S.E.R. (Servicio de Energía Renovable), el cual se provisiona mensualmente para cumplir con esta obligación. El reemplazo de las instalaciones se realiza en 2 partes, la primera comienza en el 2° semestre del año 2011 y la segunda en el año 2015.

19.2.- Movimiento de las provisiones.

Saldos al 31 de diciembre de 2011

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Saldo inicial al 01/01/2011	1.388.286	0	225.581	702.440	2.316.307
------------------------------------	------------------	----------	----------------	----------------	------------------

Provisiones adicionales.	125.753		242.100	250.096	617.949
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(1.138.093)				(1.138.093)
Provisión utilizada.	(268.063)		(216.318)	(361.929)	(846.310)
Total cambios en provisiones	(1.280.403)	0	25.782	(111.833)	(1.366.454)

Saldo final al 31/12/2011	107.883	0	251.363	590.607	949.853
----------------------------------	----------------	----------	----------------	----------------	----------------

Saldos al 31 diciembre de 2010

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Saldo inicial al 01/01/2010	922.631	16.356	193.685	544.120	1.676.792
------------------------------------	----------------	---------------	----------------	----------------	------------------

Provisiones adicionales.	465.655	0	236.942	158.320	860.917
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	0	(5.433)	0	0	(5.433)
Provisión utilizada.	0	(10.923)	(205.046)	0	(215.969)
Total cambios en provisiones	465.655	(16.356)	31.896	158.320	639.515

Saldo final al 31/12/2010	1.388.286	0	225.581	702.440	2.316.307
----------------------------------	------------------	----------	----------------	----------------	------------------

20.- PROVISIONES POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

20.1.- Detalle del rubro.

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	0	188.805	2.218.282	1.898.756
Provisión premio de antigüedad.	0	10.677	558.463	613.366
Total	0	199.482	2.776.745	2.512.122

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial	2.175.575	5.249.984	624.043	1.220.457
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	313.493	387.429	26.090	98.725
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	106.603	348.324	30.578	79.386
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	120.985	(3.321.768)	(116.244)	(683.042)
Contribuciones pagadas obligación de planes de beneficios definidos.	0	0	0	(91.483)
Liquidaciones obligación plan de beneficios definidos.	(280.817)	(488.394)	(7.060)	0
Total	2.435.839	2.175.575	557.407	624.043

20.3.- Balance obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.	2.435.839	2.175.575	557.407	624.043
Obligación presente sin fondos de plan de beneficios definidos.	2.435.839	2.175.575	557.407	624.043
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	(217.557)	(88.014)	0	0
Costo de servicios pasado no reconocido en el balance.	0	0	1.056	0
Total	2.218.282	2.087.561	558.463	624.043

20.4.- Gastos reconocidos en el estado de resultados.

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad		Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido
	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	313.493	387.429	26.090	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	106.603	348.324	30.578	79.386	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	0	0	(116.244)	(683.042)	Costo de ventas - gastos de administración.
Total gastos reconocidos en resultados	420.096	735.753	(59.576)	(504.931)	

20.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31-12-2011	31-12-2010
Tasa de descuento utilizada.	4,9%	4,9%
Tasa de inflación.	3,0%	3,0%
Aumento futuros de salarios.	2,0%	2,0%
Tabla de mortalidad.	RV - 2009	
Tabla de invalidez.	30 % de la RV - 2009	
Tabla de rotación.	3,7%	

21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos diferidos.	1.696.842	555.249	1.038.095	2.412.820
Garantías recibidas en efectivo	150.027	122.079	0	0
Ganancia actuarial diferida	0	0	430.149	691.390
Total	1.846.869	677.328	1.468.244	3.104.210

22.- PATRIMONIO NETO.

22.1.- Capital suscrito y pagado.

Los objetivos de la Sociedad al administrar el capital son el salvaguardar la capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta 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 más la deuda neta.

En este sentido, Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., ha combinado distintas fuentes de financiamiento tales como: aumentos de capital, flujos de la operación, créditos bancarios y obligaciones con el público en su modalidad de bonos.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el capital social autorizado, suscrito y pagado asciende a M\$121.599.631.

22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el capital de la Sociedad está representado por 158.571.960 acciones sin valor nominal de un voto por acción.

No se han producido emisiones ni rescates de acciones en los ejercicios presentados.

22.3.- Política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 13 de abril de 2011, aprobó como política de dividendos el distribuir no menos del 30% de la utilidad de la empresa mediante tres dividendos provisorios y uno definitivo, con cargo a las utilidades distribuibles del ejercicio 2011.

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

22.4.- Dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada el 13 de abril de 2010, aprobó el pago del dividendo definitivo N°84 de \$ 5,75 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2009 el cual se pagó con fecha 27 de abril de 2010, por un total de M\$911.789.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 783 de fecha 23 de mayo de 2011, acordó repartir el dividendo provisorio N° 85 de \$ 4,15 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2011, el cual se pagó con fecha 28 de junio de 2011, por un total de M\$658.074.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 791 de fecha 26 de diciembre de 2011, acordó la recalificación del dividendo provisorio N° 85, otorgándole carácter de dividendo eventual, mediante la imputación íntegra de su monto al rubro Ganancias (pérdidas) acumuladas.

22.5.- Otras reservas.

22.5.1.- Superávit de revaluación.

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

Con fecha 31 de diciembre de 2010 se ha efectuado el proceso de revaluación de acuerdo a NIC 16 y a las políticas del Grupo CGE, el efecto de este incremento neto de impuestos diferidos ascendió a M\$10.311.241 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros al 31 de diciembre de 2011, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$31.597.110.

22.5.2.- Reservas de coberturas.

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

22.5.3.- Otras reservas.

Corresponde a la desafectación de la Revalorización del Capital Propio del ejercicio 2008 de acuerdo a la Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008 incorporada en el Capital Emitido de acuerdo a lo establecido en la ley N° 18.046 artículo 10 inciso segundo.

22.6.- Participaciones no controladoras.

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

R.U.T	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		31-12-2011		31-12-2010	
			31-12-2011	31-12-2010	Participación no controladora en patrimonio M\$	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora M\$	Participación no controladora en patrimonio M\$	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora M\$
76.348.900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	0,100000%	0,100000%	5.185	(875)	6.060	191
Total					5.185	(875)	6.060	191

22.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Durante los ejercicios terminados al 31 diciembre de 2011 y 2010 no se realizaron transacciones de adquisición de acciones con la participación no controladora.

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

Movimientos al 31 de diciembre de 2011.

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2011	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto 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			(409.265)			(875)			(410.140)
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	186.811	(31.758)	155.053	3.438	(3.438)	0	190.249	(35.196)	155.053
Total movimientos del período	186.811	(31.758)	155.053	3.438	(3.438)	0	190.249	(35.196)	155.053
Total resultado integral			(254.212)			(875)			(255.087)

Movimientos al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de otros resultados integrales al 31/12/2010	Porción atribuible a accionistas de la matriz			Porción atribuible al interés no controlante			Total		
	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto	Importe bruto	Efecto tributario	Importe neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) después de impuestos			(1.724.359)			191			(1.724.168)
Reservas de cobertura de flujo de caja									
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	258.767	(43.990)	214.777	(4.070)	4.070	0	254.697	(39.920)	214.777
Total movimientos del período	258.767	(43.990)	214.777	(4.070)	4.070	0	254.697	(39.920)	214.777
Reserva por revaluación									
Incremento por tasaciones del período.	12.423.182	(2.111.941)	10.311.241	30.939	(29.570)	1.369	12.454.121	(2.141.511)	10.312.610
Total movimientos del período	12.423.182	(2.111.941)	10.311.241	30.939	(29.570)	1.369	12.454.121	(2.141.511)	10.312.610
Total resultado integral			8.801.659			1.560			8.803.219

23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Ventas	154.852.822	148.344.755
Venta de energía.	154.830.150	147.306.394
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	22.672	1.038.361
Prestaciones de servicios	13.245.903	9.081.134
Arriendo de equipos de medida.	1.658.383	1.239.796
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	172.136	100.322
Apoyos en postaciones.	512.811	518.005
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	3.371.761	3.575.379
Otras prestaciones	7.530.812	3.647.632
Total	168.098.725	157.425.889

23.2.- Otros ingresos, por función.

Otros ingresos por función	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	115.205	115.775
Otros ingresos de operación.	661.644	903.453
Total	776.849	1.019.228

24.- COMPOSICION DE RESULTADOS RELEVANTES.

Los ítems del estado de resultados por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 que se adjunta, se descomponen como se indica en 24.1, 24.2 y 24.3

Gastos por naturaleza del Estado de Resultados por Función	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Costo de venta	142.192.820	134.412.516
Costo de administración	23.024.550	18.306.109
Otros gastos por función	305.274	236.658
	165.522.644	152.955.283

24.1.- Gastos por naturaleza.

Gastos por naturaleza	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Compra de energía.	128.701.349	121.622.710
Gastos de personal.	7.698.508	7.525.347
Gastos de operación y mantenimiento.	10.184.628	9.795.270
Gastos de administración.	12.734.021	7.885.707
Costos de mercadotecnia.	305.274	236.658
Depreciación.	4.833.161	4.495.237
Amortización.	4.120	4.958
Otros gastos varios de operación.	1.061.583	1.389.396
Total	165.522.644	152.955.283

24.2.- Gastos de personal.

Gastos de personal	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	5.432.903	5.326.105
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.571.642	1.768.091
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	(261.616)	(196.888)
Beneficios por terminación.	0	41.416
Otros gastos de personal.	955.579	586.623
Total	7.698.508	7.525.347

24.3.- Depreciación y amortización.

Detalle	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Depreciación		
Costo de ventas.	4.615.536	4.291.575
Gasto de administración.	217.625	203.662
Total depreciación	4.833.161	4.495.237
Amortización		
Gasto de administración.	4.120	4.958
Total amortización	4.120	4.958
Total	4.837.281	4.500.195

24.4.- Otras Ganancias (Pérdidas).

En este rubro al 30 de septiembre de 2010 se reconoció la pérdida resultante por el término del juicio arbitral con Colbún S.A., la cual ascendió a M\$1.203.180. Esta partida y las otras que componen este rubro se detallan en el siguiente cuadro:

Detalle	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Castigo o deterioro de propiedades, planta y equipos.	(283.024)	(261.652)
Venta de chatarra.	63.832	17.828
Venta de propiedades, planta y equipo.	4.347	11.183
Juicios o arbitrajes.	(193.094)	(1.531.030)
Remuneraciones del directorio.	(66.991)	(69.262)
Otras pérdidas	(815.032)	(26.457)
Otras ganancias	38.094	0
Total	(1.251.868)	(1.859.390)

25.- RESULTADO FINANCIERO.

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

Resultado financiero	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
Ingresos financieros		
Intereses comerciales.	705.452	125.001
Otros ingresos financieros.	341.579	439.762
Total Ingresos financieros	1.047.031	564.763
Costos financieros		
Gastos por préstamos bancarios.	(881.547)	(428.827)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(2.507.376)	(2.637.152)
Otros gastos.	(2.166.613)	(1.143.196)
Total costos financieros	(5.555.536)	(4.209.175)
Unidad de reajuste		
Total resultados por unidades de reajuste	(2.510.800)	(1.697.214)
Total resultado financiero	(7.019.305)	(5.341.626)

26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.

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

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 se originó un abono a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$1.686.794 (cargo de M\$12.986 al 31 de diciembre de 2010).

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	25.377	(5.212)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior.	(10.806)	(5.015)
Otros gastos por impuesto corriente.	(172.530)	(72.275)
Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto	(157.959)	(82.502)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	1.844.753	69.516
Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto	1.844.753	69.516
(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias	1.686.794	(12.986)

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(157.959)	(82.502)
Total gasto por impuestos corrientes, neto	(157.959)	(82.502)
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	1.844.753	69.516
Total gasto por impuestos diferidos, neto	1.844.753	69.516
(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias	1.686.794	(12.986)

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

El siguiente cuadro muestra la conciliación entre el impuesto a las ganancias contabilizado y el que resultaría de aplicar la tasa efectiva por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2011	01-01-2010
	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	983.649	290.901
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	350.225	(263.747)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	336.145	87.938
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	(172.530)	(72.275)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	189.305	(55.803)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	703.145	(303.887)
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	1.686.794	(12.986)

26.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.

Importes antes de impuestos	01-01-2011 31-12-2011			01-01-2010 31-12-2010		
	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos	Importe antes de impuestos	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$

Revalorizaciones de propiedades, plantas y equipos.	0	0	0	12.454.121	(2.141.511)	10.312.610
Cobertura de flujo de caja.	190.249	(35.196)	155.053	254.697	(39.920)	214.777

Total		(35.196)			(2.181.431)	
--------------	--	-----------------	--	--	--------------------	--

27.- GANANCIAS POR ACCION.

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

Ganancias (pérdidas) básicas por acción	01-01-2011 31-12-2011	01-01-2010 31-12-2010
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	(3.230.574)	(1.724.359)
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	(3.230.574)	(1.724.359)
Ganancia (pérdida) por acción básica y diluidas en operaciones continuadas.	(20,37)	(10,87)
Cantidad de acciones	158.571.960	158.571.960

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

28.- INFORMACION POR SEGMENTO.

28.1.- Criterios de segmentación.

La gerencia ha determinado los segmentos operativos sobre la base de los informes revisados por el comité ejecutivo estratégico.

El comité considera el negocio desde una perspectiva asociada al tipo de servicio o producto vendido.

Los segmentos operativos reportables derivan sus ingresos principalmente de la distribución de energía eléctrica. En relación con las características del negocio de dicho segmento ver nota 3.1.

Los indicadores utilizados por el comité ejecutivo para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están vinculados con el margen de cada actividad y su Ebitda.

La información por segmentos que se entrega al comité ejecutivo estratégico de los segmentos reportables por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

28.2.- Cuadros patrimoniales.

Segmentos activo

ACTIVOS	Regulado		No regulado		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	2.283.997	1.821.715	592.515	1.098.838	2.876.512	2.920.553
Otros activos no financieros.	562.193	568.273	0	0	562.193	568.273
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	49.094.547	62.414.476	3.397.180	4.949.952	52.491.727	67.364.428
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	490.074	248.890	10.824	75.517	500.898	324.407
Inventarios.	404.144	286.501	47.894	605.393	452.038	891.894
Activos por impuestos.	1.428.159	3.767.455	352.455	2.511.004	1.780.614	6.278.459
Total activos corrientes	54.263.114	69.107.310	4.400.868	9.240.704	58.663.982	78.348.014
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos no financieros.	8.280	8.280	0	0	8.280	8.280
Derechos por cobrar.	1.260.916	1.218.213	180.632	812.140	1.441.548	2.030.353
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	1.921.893	1.925.782	0	0	1.921.893	1.925.782
Plusvalía.	99.060.734	99.060.734	0	0	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	106.657.778	107.045.373	64.045	47.368	106.721.823	107.092.741
Activos por impuestos diferidos.	7.170.753	4.475.998	1.940.646	2.977.728	9.111.399	7.453.726
Total activos no corrientes	216.080.354	213.734.380	2.185.323	3.837.236	218.265.677	217.571.616
TOTAL ACTIVOS	270.343.468	282.841.690	6.586.191	13.077.940	276.929.659	295.919.630

Segmentos Pasivos más patrimonio Neto.

PASIVOS	Regulado		No regulado		Totales	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES						
Pasivos financieros.	10.829.537	3.553.722	379.552	476.811	11.209.089	4.030.533
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	15.476.265	21.979.384	0	0	15.476.265	21.979.384
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8.712.373	30.159.238	118.342	4.801.293	8.830.715	34.960.531
Otras provisiones a corto plazo.	332.062	1.200.574	57.863	723.217	389.925	1.923.791
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.	0	119.685	0	79.797	0	199.482
Otros pasivos no financieros.	1.711.251	503.067	135.618	174.261	1.846.869	677.328
Total pasivos corrientes	37.061.488	57.515.670	691.375	6.255.379	37.752.863	63.771.049
PASIVOS NO CORRIENTES						
Pasivos financieros.	73.855.252	61.736.752	0	0	73.855.252	61.736.752
Otras provisiones a largo plazo.	559.928	392.516	0	0	559.928	392.516
Pasivo por impuestos diferidos.	330.784	482.668	0	0	330.784	482.668
Provisiones por beneficios a los empleados.	2.232.520	1.932.717	544.225	579.405	2.776.745	2.512.122
Otros pasivos no financieros.	1.440.306	2.388.244	27.938	715.966	1.468.244	3.104.210
Total pasivos no corrientes	78.418.790	66.932.897	572.163	1.295.371	78.990.953	68.228.268
TOTAL PASIVOS	115.480.278	124.448.567	1.263.538	7.550.750	116.743.816	131.999.317
PATRIMONIO NETO						
Capital emitido.	116.758.451	116.758.451	4.841.180	4.841.180	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	16.640.659	19.110.080	309.659	450.066	16.950.318	19.560.146
Otras reservas.	21.458.895	22.518.532	171.814	235.944	21.630.709	22.754.476
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	154.858.005	158.387.063	5.322.653	5.527.190	160.180.658	163.914.253
Participaciones no controladoras.	5.185	6.060	0	0	5.185	6.060
Total patrimonio	154.863.190	158.393.123	5.322.653	5.527.190	160.185.843	163.920.313
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	270.343.468	282.841.690	6.586.191	13.077.940	276.929.659	295.919.630

28.3.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulado		No Regulado		Total	
	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2011 31-12-2011 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	155.029.133	144.228.441	13.069.592	13.197.448	168.098.725
Costo de ventas	(129.424.603)	(121.709.067)	(12.768.217)	(12.703.449)	(142.192.820)	(134.412.516)
Ganancia bruta	25.604.530	22.519.374	301.375	493.999	25.905.905	23.013.373
Otros ingresos, por función.	0	0	776.849	1.019.228	776.849	1.019.228
Gasto de administración.	(22.195.316)	(17.831.156)	(829.234)	(474.953)	(23.024.550)	(18.306.109)
Otros gastos, por función.	(263.804)	(202.502)	(41.470)	(34.156)	(305.274)	(236.658)
Otras ganancias (pérdidas).	(1.233.294)	(1.781.586)	(18.574)	(77.804)	(1.251.868)	(1.859.390)
Ingresos financieros.	1.047.031	564.763	0	0	1.047.031	564.763
Costos financieros.	(5.392.811)	(4.084.202)	(162.725)	(124.973)	(5.555.536)	(4.209.175)
Resultados por unidades de reajuste.	(2.510.800)	(1.697.214)	0	0	(2.510.800)	(1.697.214)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(4.944.464)	(2.512.523)	26.221	801.341	(4.918.243)	(1.711.182)
Gasto por impuestos a las ganancias.	1.695.757	294.524	(8.963)	(307.510)	1.686.794	(12.986)
Ganancia (pérdida)	(3.248.707)	(2.217.999)	17.258	493.831	(3.231.449)	(1.724.168)
Depreciación	4.833.161	4.495.237	0	0	4.833.161	4.495.237
Amortización	4.120	4.958	0	0	4.120	4.958
EBITDA	7.982.691	8.985.911	207.520	1.004.118	8.190.211	9.990.029

29.- SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.

29.1.- Resumen de saldos en moneda extranjera.

Saldos al 31 de diciembre de 2011

Tipo o clase de activo o pasivo en moneda extranjera, resumen	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos corrientes	US \$	6.256.909	26.509	6.230.400	0	0	0
Total pasivos		6.256.909	26.509	6.230.400	0	0	0

Saldos al 31 de diciembre de 2010

Tipo o clase de activo o pasivo en moneda extranjera, resumen	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos corrientes	US \$	23.410	23.410	0	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	5.616.120	0	0	5.616.120	0	0
Total pasivos		5.639.530	23.410	0	5.616.120	0	0

29.2.- Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos corrientes.

SalDOS en moneda extranjera al 31/12/2011							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	6.256.909	26.509	6.230.400	0	0	0
Total pasivos corrientes		6.256.909	26.509	6.230.400	0	0	0

SalDOS en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	23.410	23.410	0	0	0	0
Total pasivos corrientes		23.410	23.410	0	0	0	0

29.3.- Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos no corrientes.

SalDOS en moneda extranjera al 31/12/2011							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	0	0	0	0	0	0
Total pasivos no corrientes		0	0	0	0	0	0

SalDOS en moneda extranjera al 31/12/2010							
Tipo o clase de pasivo en moneda extranjera, pasivos no corrientes	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
Pasivos financieros.	US \$	5.616.120	0	0	5.616.120		0
Total pasivos no corrientes		5.616.120	0	0	5.616.120	0	0

30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

30.1.- Juicios y otras acciones legales.

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

Fecha: 18 de junio de 2009.

Tribunal: 3º Juzgado de Letras de La Serena,

Rol Nº: 2989-2009,

Materia: Demanda ejecutiva de cobro deuda por obras. La deuda consta en escritura pública del año 2006, mediante la cual se obliga la Municipalidad a pagar la deuda mediante cuotas mensuales.

Cuantía: M\$ 518.298

Estado: Sentencia de primera y segunda instancia acogió demanda, etapa de ejecución.

Estimación de Resultado: Se estima que la demanda debe ser acogida.

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

Fecha: 18 de diciembre de 2009.

Tribunal: 3º Juzgado de Letras de La Serena,

Rol Nº: 4617-10

Materia: Cobro de pesos, basada en que el año 2005, la Dirección de Vialidad IV Región habría asumido el costo del traslado de instalaciones de Conafe que no le correspondería asumir.

Cuantía: M\$ 90.237.

Estado: Período de prueba. Se hace presente que, en relación con los hechos que son objeto de este proceso, se ha presentado una solicitud de declaración de inconstitucionalidad ante el Tribunal Constitucional del artículo 41 del DFL MOP N°850 de 1997. Dicho recurso fue declarado admisible con fecha 22 de marzo de 2011.

Exposición: Se debe hacer presente que existe jurisprudencia contradictoria relativa a situaciones similares, por lo que existe una probabilidad cierta que la demanda sea confirmada en la Corte Suprema.

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

Fecha: 22 de enero de 2010.

Tribunal: 2º Juzgado de Policía Local de Viña del Mar.

Rol Nº: 7017-2009.

Materia: Demanda por indemnización de perjuicios por corte suministro eléctrico.

Cuantía: M\$ 27.000.

Estado: Sentencia de primera instancia rechazó demanda. Pendiente recurso de apelación presentado ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso.

Exposición: M\$5.000.

- 30.1.4.- Nombre del juicio: “Valdés Tapia, Rodolfo con CONAFE”.
Fecha: 16 de marzo de 2010.
Tribunal: 1° Juzgado de Letras Civil de Coquimbo.
Rol Nº: 263-2010.
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios, basada en que el hijo del demandante habría tomado contacto con línea eléctrica de CONAFE.
Cuantía: M\$ 50.000.
Estado: Sentencia de primera instancia rechazó demanda. Pendiente recurso de apelación presentado ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso.
Exposición: Deducible, UF 1.500.
- 30.1.5.- Nombre del juicio: “Servicio Nacional del Consumidor con CONAFE”.
Fecha: 11 de abril de 2011.
Tribunal: 3er. Juzgado de Letras Civil de Viña del Mar.
Rol Nº: 2134-2011
Materia: Demanda colectiva en defensa de interés de grupo de consumidores, basada en que durante el año 2010 se habría causado perjuicios patrimoniales con ocasión de inconvenientes en proceso de facturación de CONAFE.
Cuantía: Indeterminada.
Estado: Con fecha 1 de diciembre de 2011, se declaró inadmisibilidad de la acción, por encontrarse prescrita. SERNAC presentó recurso de apelación y casación en contra de dicha resolución.
Exposición: No es posible cuantificar un resultado por el momento, en consideración a la etapa en que se encuentra el proceso.
- 30.1.6.- Nombre del juicio: “Ramos con Asegim y CONAFE”.
Fecha: 9 de junio de 2011.
Tribunal: 1er. Juzgado Civil de La Serena.
Rol Nº: 1598-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por accidente del trabajo con resultado de lesiones graves que fueron demandados por hijo del afectado.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de discusión, se acumuló a la causa que se indica en el número 30.1.7.
Exposición: Deducible, UF 1.500.
- 30.1.7.- Nombre del juicio: “Castro con Asegim y CONAFE”.
Fecha: 9 de junio de 2011.
Tribunal: 2do. Juzgado Civil de La Serena.
Rol Nº: 1382-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por accidente del trabajo con resultado de lesiones graves que fueron demandados por cónyuge del afectado.
Cuantía: M\$ 80.000.
Estado: Etapa de discusión.
Exposición: Deducible, UF 1.500.

- 30.1.8.- Nombre del juicio: "Aubert con CONAFE".
Fecha: 10 de agosto de 2011.
Tribunal: Juzgado Civil de Letras de La Ligua.
Rol Nº: 1382-2011
Materia: Solicitud de constitución de servidumbre sobre instalaciones eléctricas de propiedad del demandante.
Cuantía: M\$ 478.000.
Estado: Etapa de discusión.
Exposición: Se estima que la demanda será rechazada.
- 30.1.9.- Nombre del juicio: "Elgueta con CONAFE".
Fecha: 14 de octubre de 2011.
Tribunal: 3er. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol Nº: 8166-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 339.600.
Estado: Etapa de discusión.
Exposición: Deducible, UF 1.500.
- 30.1.10.-Nombre del juicio: "Marcet con CONAFE".
Fecha: 27 de septiembre de 2011.
Tribunal: 2do. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol Nº: 7509-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 57.400.
Estado: Etapa de discusión.
Exposición: Deducible, UF 1.500.
- 30.1.11.-Nombre del juicio: "Ahumada con CONAFE".
Fecha: 8 de septiembre de 2011.
Tribunal: 1er. Juzgado Civil de Viña del Mar.
Rol Nº: 7156-2011
Materia: Indemnización de perjuicios provocados por incendio que el demandante atribuye a falla de instalaciones de CONAFE.
Cuantía: M\$ 190.000.
Estado: Etapa de discusión.
Exposición: Deducible, UF 1.500.

30.2.- Sanciones Administrativas.

- 30.2.1.- SEC Resolución Exenta N°2921-2011.
Fecha: 18 de octubre de 2011.
Materia: Emisión incorrecta de 29 boletas que registran consumos excesivos de suministro eléctrico.
Cuantía: Multa por 100 UTA
Estado: Se interpuso reposición ante SEC con fecha 28 de octubre de 2011. Pendiente de resolución.
Exposición: Se estima riesgo máximo equivalente al 80% de la multa.

30.3.- Otras materias.

30.3.1.- Con fecha 7 de octubre de 2011, CONAFE fue notificada del Ord. N°10.423 de fecha 3 de octubre de 2011, dictado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante el cual se ordenó efectuar un abono inmediato de compensaciones relativas a la interrupción de suministro de fecha 14 de marzo de 2010 en el Sistema Interconectado Central. Posteriormente, con fecha 17 de Octubre de 2011, CONAFE presentó un recurso de reposición ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que fue rechazado con fecha 20 de Octubre de 2011. Atendido que el recurso de reposición fue rechazado, se presentaron recursos de protección y reclamación ante la Corte de Apelaciones de Santiago, con fechas 4 y 9 de noviembre de 2011, respectivamente. El monto estimado y aproximado de la compensación indicada es M\$153.494.

30.4.- Restricciones.

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. S.A. ha convenido con los tenedores de bonos serie D los siguientes covenants financieros medidos sobre la base de los estados financieros, las principales restricciones son:

Indice	Medición	Factor
Razón de endeudamiento	Pasivo exigible sobre patrimonio	< o = 1,2 veces
Patrimonio mínimo		> o = MUF 4.500
Activos Libres de garantías Reales	Monto insoluto de la deuda financiera	> o = 1,2 veces
Activos en los sectores electricidad	Mantener al menos	MUF 5.000

Asimismo, con fecha 5 de septiembre del año 2008, CONAFE suscribió un contrato de crédito con el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. Grand Cayman Branch, donde se han convenido, las siguientes restricciones financieras:

- Razón de endeudamiento financiero individual: Deuda Financiera sobre Patrimonio, menor o igual a 1,0 vez.
- Razón de endeudamiento financiero consolidado: Deuda Financiera sobre Patrimonio más Interés Minoritario, menor o igual a 1,0 vez.
- Patrimonio mínimo: Mayor o igual a UF 4.500.000.
- Mantener al menos UF 5.000.000 de activos consolidados en los sectores de generación y/o distribución y/o comercialización y/o transmisión de energía eléctrica en Chile.
- Activos libres de garantías reales: Mayor o igual a 1,2 veces el monto insoluto de deudas financieras sin garantía.

31.- DISTRIBUCION DEL PERSONAL

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

	31-12-2011				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	11	50	20	81	79
Gerencia Zonal IV	3	27	12	42	41
Gerencia Zonal V	3	28	8	39	39
GZIV- Elqui	0	34	27	61	59
GZIV- Ovalle	0	20	9	29	30
GZV- Illapel	0	57	14	71	65
GZV- La Ligua	0	18	4	22	24
GZV- Viña del Mar	0	26	12	38	34
Energía del Limarí S.A.	0	5	5	10	10
Total	17	265	111	393	381

	31-12-2010				Promedio del ejercicio
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	10	40	25	75	83
Gerencia Zonal IV	3	25	12	40	37
Gerencia Zonal V	3	24	12	39	36
GZIV- Elqui	0	33	28	61	63
GZIV- Ovalle	0	22	9	31	31
GZV- Illapel	0	41	12	53	54
GZV- La Ligua	0	18	4	22	23
GZV- Viña del Mar	0	26	9	35	36
Energía del Limarí S.A.	0	5	5	10	11
Total	16	234	116	366	374

32.- MEDIO AMBIENTE

La Sociedad participa en el mercado de la distribución de la energía eléctrica, cuya naturaleza involucra la entrega de un servicio que no altera las condiciones medioambientales. Además de lo anterior, todos los proyectos eléctricos en que la empresa participa, cumplen cabalmente con la normativa y reglamentación existente sobre la materia, como es el caso de la norma de emisión para la regulación de la contaminación lumínica.

33.- HECHOS POSTERIORES.

En Sesión Ordinaria de Directorio N°790, de fecha 13 de diciembre de 2011, El Gerente General informa que el accionista Compañía General de Electricidad S.A., CGE, ha solicitado que se cite a Junta Extraordinaria de Accionistas para tratar un aumento del capital social que permita incorporar en Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., CONAFE, vía aporte, la totalidad de su participación accionaria en Emel Atacama S.A., ascendente al 98,15775% de las acciones emitidas por dicha filial. Agrega que conforme a lo expresado por CGE, este aporte se encuadra en el proceso de restructuración societario del grupo de empresas Emel, iniciado con el propósito de simplificar la estructura de propiedad de dicho grupo de empresas, de acuerdo a un criterio geográfico y de negocios, a fin de lograr sinergias, con reducción de costos operacionales y optimización de la gestión del negocio.

Luego expresa que al incorporarse en CONAFE la participación accionaria que posee CGE en Emel Atacama S.A., la primera pasará a controlar directamente a esta última e indirectamente a Empresa Eléctrica Atacama S.A. Añade que la participación de Emel Atacama S.A. en esta última sociedad es del 98,40504% de su propiedad accionaria. De esta forma, expresa, con posterioridad al entero del aumento de capital por parte CGE, mediante la transferencia vía aporte de su participación accionaria en Emel Atacama S.A., se podrá -de acuerdo a lo previsto en el referido proceso de restructuración societario- proceder a las fusiones de CONAFE con Emel Atacama S.A. y la posterior fusión de la primera con Empresa Eléctrica Atacama S.A.

El Directorio acuerda por unanimidad convocar, en conformidad a lo dispuesto en los artículos 55, 58 numeral 3) y 63 de la Ley N° 18.046 y en los estatutos sociales, a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 3 de enero de 2012.

El objeto de la Junta Extraordinaria es que los señores accionistas se pronuncien sobre las siguientes materias:

1. Pronunciarse sobre un aumento del capital social por un monto de \$43.497.004.897.- o la cantidad que la Junta determine:
 - Mediante la capitalización de reservas sociales por un monto de \$9.622.251.082, existentes en la Sociedad al 31 de diciembre de 2010, según los Estados Financieros de la sociedad a dicha fecha, aprobados en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 13 de abril de 2011.
 - Mediante la emisión de 32.825.454 acciones de pago, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal, hasta enterar la suma de \$33.874.753.815 o la cantidad que la Junta determine, aumento que se efectuará en una o varias etapas en un plazo de hasta 3 años, contado desde la fecha de celebración de la Junta. Las acciones serán ofrecidas exclusivamente a los accionistas de la Sociedad, a prorrata de las acciones que posean inscritas a su nombre el 5º día hábil anterior a la fecha de la publicación de la respectiva opción. La Junta de accionistas deberá fijar el valor de emisión de las acciones de pago.
2. Pronunciarse sobre el aporte y estimación pericial de la totalidad de la participación accionaria que posee Compañía General de Electricidad S.A. en Emel Atacama S.A., ascendente al 98,15775% de dicha filial, como forma de pago de las acciones que se emitan con cargo al aumento de capital.
3. Facultar al Directorio para determinar la o las fechas de emisión de las acciones de pago, su forma, plazos y condiciones de pago y demás materias relacionadas con el aumento de capital, como también todo lo relativo al procedimiento que se seguirá para la colocación

de las acciones que no sean suscritas y pagadas oportunamente, y el plazo y procedimiento para la transferencia de las opciones de suscripción de dicho aumento, entre los accionistas de la Sociedad.

4. Modificar el artículo 4º permanente y transitorio de los estatutos sociales, relativos al capital social.
5. Informar sobre los costos de emisión y colocación de las acciones de acuerdo a lo requerido en la Circular N° 1.370 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 30 de enero de 1998.
6. La adopción de los acuerdos y el otorgamiento de los poderes que fueren necesarios para cumplir y llevar a efecto los acuerdos que se adopten en la Junta, en particular la legalización de la reforma de los estatutos sociales.

Con fecha 3 de Enero se efectuó la Junta extraordinaria de Accionistas citada precedentemente quien aprobó las siguientes materias:

1. Aumento del capital social por un monto de \$43.497.004.897, mediante la capitalización de reservas sociales por un monto de \$9.622.251.082 y mediante la emisión de 32.825.454 acciones de pago, a un precio de \$1.031,96604 por acción, otorgando facultades al Directorio para la materialización de este acuerdo.
2. Aprobación del aporte y estimación pericial de la totalidad de la participación accionaria que posee Compañía General de Electricidad S.A. en Emel Atacama S.A., ascendente al 98,15775% de dicha filial, valorizada en \$33.730.000.000, como forma de pago de su prorrata en las acciones que se emitan con cargo al aumento de capital.
3. Otorgamiento de facultades al Directorio a fin de materializar el aumento de capital, en los términos antes expresados, quién determinará la o las fechas de emisión de las acciones de pago, su forma, plazos y condiciones de pago y demás materias relacionadas con el aumento de capital, como también todo lo relativo al procedimiento que se seguirá para la colocación de las acciones que no sean suscritas y pagadas oportunamente, y el plazo y procedimiento para la transferencia de las opciones de suscripción de dicho aumento, entre los accionistas de la Sociedad.
4. Aprobación de la modificación del artículo 4º permanente y transitorio de los estatutos sociales, relativos al capital social.
5. Se informa a los señores accionistas sobre los costos de emisión y colocación de las acciones de acuerdo a lo requerido en la Circular N° 1.370 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 30 de enero de 1998. Estos costos son básicamente los correspondientes a impresión de los nuevos títulos y a derecho de registros e inscripción, los cuales ascienden aproximadamente a cuatro millones de pesos.
6. Designación de mandatarios para ejecutar y suscribir los actos que permitan cumplir los acuerdos adoptados en Junta Extraordinaria de Accionistas.

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

Ronald Fernández Tapia
Subgerente Control de Gestión

Andrea Urrutia Avilés
Gerente de Personas y Administración

Rodrigo Vidal Sánchez
Gerente General