

GRUPO CGE •••  
MEMORIA 2010



**CONAFE**





**CONAFE**

GRUPO CGE ●●●  
MEMORIA  
2010



MEMORIA  
ANUAL

# CONTENIDO

• Carta del Presidente a los Accionistas	7
• Directorio	10
• Administración	11
• Reseña Histórica	12
• Hechos Destacados	15
• Informe a los Accionistas	18

## **Marcha de la Compañía 27**

• Gestión Comercial	28
• Gestión Operacional	37
• Gestión de Personas	39
• Gestión Financiera	42
• Compromiso con la Comunidad	46



## **Antecedentes Generales de la Compañía** **49**

• Identificación de la Sociedad	50
• Oficinas	54
• Descripción del Sector Eléctrico	55
• Descripción de las Actividades y Negocios	56
• Propiedad y Control	57
• Transacciones de Acciones	65
• Estructura Organizacional	66
• Remuneración del Directorio y Ejecutivos Principales	68
• Declaración de Responsabilidad	69
• Empresa Subsidiaria Energía del Limarí S.A.	71

## **Estados Financieros** **75**

• Estados Financieros Consolidados	76
• Informe de los Auditores Independientes	84

### **Estados Financieros Resumidos de Subsidiaria** **85**

• Estados Financieros Resumidos Energía del Limarí S.A.	86
--	----



# CARTA DEL PRESIDENTE A LOS ACCIONISTAS

Estimados Señores Accionistas:

En nombre del Directorio, me es grato presentar a ustedes la Memoria Anual de CONAFE correspondiente al Ejercicio 2010.

El 2010 fue un año particular y complejo para CONAFE, donde diversos factores influyeron en los resultados de nuestra Compañía. En este sentido, el mercado eléctrico y sus nuevas regulaciones, los servicios asociados y también el ingreso de nuevas tecnologías a nuestros sistemas dejaron sentir sus efectos en el Ejercicio 2010, el cual no reportó utilidades.

Nuestro 2010 comenzó con la puesta en marcha de la nueva plataforma informática SAP, un desafío a nivel empresa y Grupo CGE que permitirá lograr una mayor eficiencia en la gestión y procesos de la empresa. Esta implementación ha requerido de gran esfuerzo y trabajo por parte de nuestros colaboradores, tanto previo a su inicio, como durante su proceso de implementación. En este sentido, a pesar de los inconvenientes que se fueron presentando en el camino, podemos señalar que siempre respondimos y buscamos las mejores alternativas para nuestros clientes, con el fin de entregar una solución a los problemas causados y a sus solicitudes.

Otro de los acontecimientos que marcaron el 2010 fue el lamentable terremoto del 27 de febrero, el cual dejó como consecuencia severos daños en materia de infraestructura y servicios básicos, sobre todo en el sur del país. Por este motivo, CONAFE dispuso inmediatamente un equipo compuesto por colaboradores internos y externos para ir en ayuda de CGE Distribución en la reposición de energía de la región del BioBío; tarea que dejó de manifiesto la marcada existencia de los valores de El Alma de Nuestro Grupo en nuestra Compañía, donde el trabajo en equipo, la perseverancia y la responsabilidad fueron fundamentales para salir adelante en esta importante labor.

Durante el 2010, en CONAFE se realizaron inversiones por M\$3.067.485, 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 Ovalle que significó el cambio de tensión al Alimentador Benavente que permitirá reducir en forma importante las pérdidas eléctricas en la zona y mejorar el nivel de respaldo de suministro para absorber la creciente demanda.

En el ámbito comercial, se cerró un contrato a principios de año con la empresa ENAMI, particularmente para el proyecto minero Delta, el cual considera una potencia convenida de 8,25 MW y tiene duración hasta el año 2016. Además, se realizaron importantes trabajos para el Proyecto Tres Valles, de la minera brasilera Vale; hecho que, junto al contrato con ENAMI, nos posicionan como un actor relevante en el negocio minero regional y nacional.



Por otra parte, y en el marco del compromiso que sostenemos con nuestros clientes y las zonas donde estamos presentes, cabe señalar que este año se realizó el Segundo Encuentro Regional sobre Desafíos Energéticos de la Región de Coquimbo, ocasión en la que se congregaron las máximas autoridades locales, empresas de la zona, representantes del sector académico y colaboradores de CONAFE para debatir sobre el futuro energético de la zona.

La Gira Cultural CONAFE se desarrolló con éxito en las ciudades de La Serena, Coquimbo, Ovalle, Illapel y La Ligua, donde se presentó la obra infantil "Dumbito", espectáculo pensado para niños y adultos, y basado en un contenido ligado al cuidado del medio ambiente y a la enseñanza sobre el reciclaje.

Asimismo nuestra Compañía, una vez más, fue auspiciador del Concurso Internacional de Ejecución Musical Dr. Luis Sigall organizado por la Corporación Cultural de Viña del Mar, evento que se ha convertido en una instancia de apoyo a futuros talentos de la música a nivel mundial.


Misión Noche Buena logró excelentes resultados este 2010, donde se superó la meta de 750 cajas navideñas en cada Gerencia Zonal de CONAFE, superando las 1.000 cenas navideñas en ambas regiones. Así, el Grupo CGE logró beneficiar a 21.909 familias de escasos recursos del país, con el apoyo de todas las empresas filiales a lo largo y ancho del país.

Adicionalmente, este año destacó la participación de CONAFE en uno de los eventos más importantes del Bicentenario de nuestro país: Pura Energía. Puro Chile, donde millones de chilenos pudieron disfrutar de un espectacular show de luces gracias al evento gratuito auspiciado por el Grupo CGE. Fue así como en La Serena, se desarrolló un evento para que la comunidad pudiera vivir y presenciar Pura Energía. Puro Chile en pantallas gigantes de alta definición instaladas en la Plaza de Armas de la ciudad, donde además se contó con la presencia del grupo Illapu y se iluminó el Museo Gabriel González Videla como un regalo para la comunidad.



Así, a la luz de El Alma de Nuestro Grupo, me gustaría destacar una vez más el compromiso, esfuerzo y dedicación que todos los colaboradores de CONAFE han puesto este año, donde como Empresa logramos avanzar en la puesta en marcha de la nueva plataforma informática, superando las dificultades que se nos fueron presentando en uno de los proyectos más ambiciosos e importantes del Grupo CGE, que es la implementación de SAP.

Para el 2011 tenemos un gran desafío, y se requerirá una vez más de toda la energía de nuestro equipo de trabajo. En este sentido, hay una importante tarea que cumplir en cuanto a recuperar la confianza de nuestros clientes, motivo por el cual se han diseñado nuevos objetivos estratégicos para nuestra Empresa de cara al 2011. Así, nuestro foco principal deberá estar centrado en posicionar nuestra trayectoria y calidad de servicio hacia el cliente, revertir los resultados financieros de la Compañía, en el cuidado de nuestros costos y las buenas relaciones con colaboradores internos y externos; en virtud del desafiante escenario que nos presenta el 2011.



**José Luis Hornauer Herrmann**

Presidente



DIRECTORIO



DIRECTORES



**1. José Luis Hornauer Herrmann**

Presidente  
Empresario, Director de empresas  
RUT: 5.771.955-9

**2. Francisco Marín Jordán**

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

**3. Pablo Guarda Barros**

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

**4. Rafael Marín Jordán**

Ingeniero Comercial, Director de empresas  
RUT: 8.541.800-9

**5. Pablo Neuweiler Heinsen**

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

**6. Andrés Pérez Cruz**

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

**7. Gonzalo Rodríguez Vives**

Ingeniero Comercial, Director de empresas  
RUT: 6.376.813-8

## ADMINISTRACIÓN



### 8. Rodrigo Vidal Sánchez

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



### 9. Sergio León Flores

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

### 10. Andrea Urrutia Avilés

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



### 11. Jaime Soto Molina

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

### 12. José Ignacio Alliende González

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

### 13. Juan José Ledermann Díaz

Gerente Zonal V Región  
Ingeniero Comercial  
RUT: 12.918.844-8

## MISIÓN

Somos una empresa del Grupo CGE, que crea 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

## Reconocimiento al Personal

Queremos agradecer a todos nuestros colaboradores el compromiso, esfuerzo y dedicación que han puesto en particular este año, donde participamos en dos de los principales acontecimientos que nos marcaron el año 2010: la reposición del suministro eléctrico tanto en nuestras zonas de concesión como en la región del Bio Bío tras el terremoto del 27 de febrero y la puesta en marcha de la nueva plataforma informática.

## Clima Laboral

Durante el 2010 se avanzó en el proceso de la Encuesta de Experiencia de Vida Laboral efectuada en 2009, realizando Focus Group que contaron con la participación de nuestros colaboradores internos. Asimismo, se efectuó una nueva Encuesta de Experiencia de Vida Laboral, lo que permitió generar planes de acción tendientes a mejorar la apreciación de éstos respecto del ambiente laboral.

De la misma manera, se elaboró y ejecutó un Plan de Apoyo por el período de estabilización SAP, enfocado en proporcionar soporte para compensar el esfuerzo personal y familiar de los colaboradores que conforman los equipos de trabajo de los procesos de atención de clientes y facturación y cobranzas.

## Olimpiadas

En el mes de septiembre, en la ciudad de Coquimbo, se llevaron a cabo las Olimpiadas CONAFE-EMELAT, organizada por la Administración Elqui. 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

Durante el Ejercicio, en CONAFE se continuó desarrollando el proyecto "Instalación de sistemas de autogeneración eléctrica IV Región de Coquimbo", el que se encuentra en su segunda etapa de operación y mantenimiento de los sistemas.

Por otra parte, se logró establecer con el Gobierno Regional de la Región de Coquimbo, un contrato complementario, el cual comprende las reinstalaciones de sistemas retirados por deuda o devolución por parte de los usuarios. Este nuevo contrato comprende la reinstalación de 220 sistemas, de los cuales el año 2010 se instalaron 124.





## **Inversiones Operacionales**

Durante el Ejercicio 2010 CONAFE realizó diversas inversiones en su actual zona de concesión por un monto de M\$3.067.485, destinadas principalmente al abastecimiento de los nuevos clientes, la disminución de pérdidas, renovación de instalaciones y mejoramiento de la calidad de servicio.

## **Calidad de Servicio**

En diciembre de 2010 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), publicó el ranking de empresas de servicio público de distribución correspondiente al año 2009, donde CONAFE ocupó el lugar N°6 entre las 16 empresas distribuidoras con más de 30.000 clientes.

## **Negocio de Minería**

Al cierre del Ejercicio, se han desarrollado importantes obras para diversos clientes, destacando diferentes proyectos para las mineras Carmen de Andacollo y Minera Tres Valles de VALE en Salamanca. Además el 2010 fue el segundo año de nuestro contrato con Minera Los Pelambres, el cual se llevó a cabo con éxito.

## **Tarifas**

Durante 2010, se publicaron 4 Decretos para fijar los Precios de Nudo Promedio, lo que provocó una disminución de 3,7% del nivel promedio de los precios de compra de las tarifas reguladas. En este sentido, como consecuencia de los Decretos mencionados, durante el 2010 el nivel promedio de los precios de venta a clientes regulados disminuyó en 3,5%.



## **Clientización**

Con fecha 31 de julio de 2009, se da inicio en CONAFE - en conjunto con otras empresas del Grupo CGE - al proyecto denominado "Clientización", cuyo objetivo es definir cambios a los procesos de atención, con una orientación comercial basada en la satisfacción de los clientes, además de especificar indicadores para el diseño de las oficinas comerciales. A lo largo del año 2010, se trabajó focalizadamente en el cumplimiento de dicho objetivo.

## **Calidad de Atención de Clientes**

A lo largo del año 2010, el Proyecto de Calidad se basó en 4 objetivos, los que son: una Encuesta que mide la percepción de los clientes en cuanto a Calidad de Servicio, la Confección de Protocolos, la Modificación de Contrato a Call Center y un Estudio de Perfiles del personal de Atención Clientes.

## **Pura Energía. Puro Chile**

En septiembre de 2010, el Grupo CGE desarrolló uno de los espectáculos más importantes en el marco del Bicentenario de Chile, con la finalidad de regalar a todo el país un show cultural de alto nivel, de carácter gratuito. Pura Energía. Puro Chile se transmitió en todo Chile, y millones de personas pudieron disfrutar de este espectáculo de luces. En La Serena, CONAFE fue auspiciador de un evento que se realizó en la Plaza de Armas de la ciudad, que transmitió el show de La Moneda en pantallas de alta definición.

# INFORME A LOS ACCIONISTAS

Señores Accionistas:

El Directorio presenta a vuestra consideración la Sexagésima Sexta Memoria Anual y los Estados Financieros correspondientes al Ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010.

La gestión del Ejercicio 2010 arroja una pérdida neta atribuible a los propietarios de la controladora de M\$1.724.359, lo que implica una disminución con respecto al año 2009.

Por su parte los ingresos ordinarios alcanzaron la suma de M\$157.425.889, cifra inferior a la obtenida durante el año 2009. Con respecto al margen bruto este fue de M\$22.793.136.

Finalmente, los activos del Ejercicio 2010 alcanzaron los M\$295.919.630, mientras los pasivos totalizaron M\$131.999.317.

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

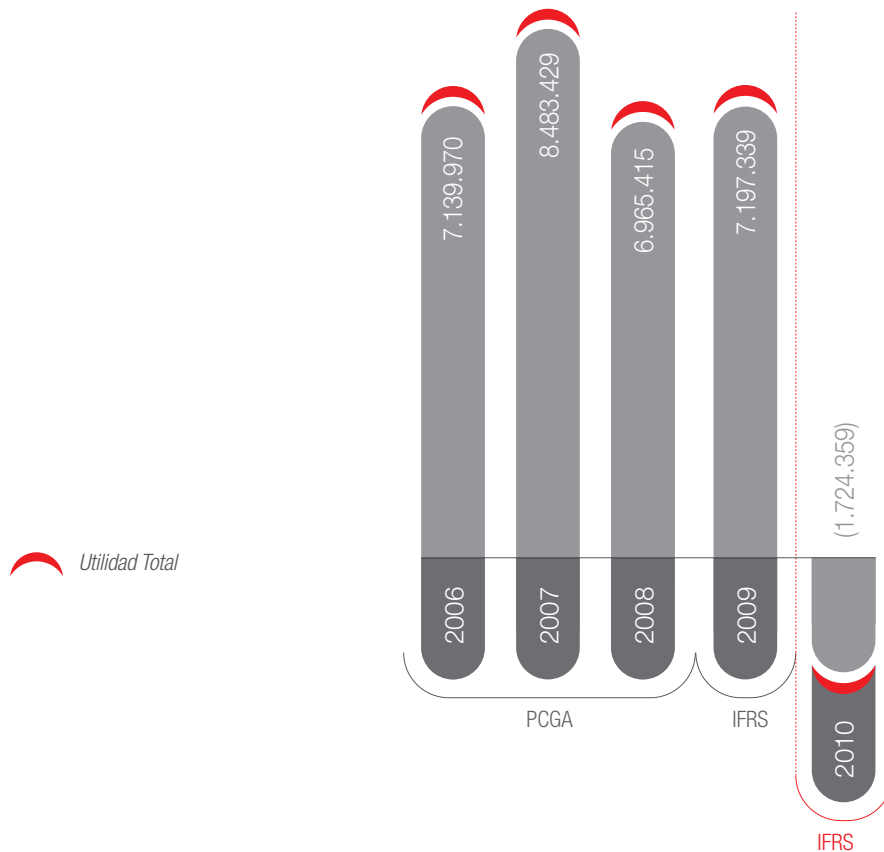
Año	Ventas	Activos	Pasivos	Utilidad (Pérdida) del Ejercicio Atribuible a Controladora
2006	106.453.519	179.541.832	74.379.158	7.139.970
2007	128.777.226	205.189.407	91.647.818	8.483.429
2008	151.168.343	227.609.817	105.530.458	6.965.415
2009	157.882.622	253.687.394	97.658.995	7.197.339
2010	157.425.889	295.919.630	131.999.317	(1.724.359)

## Utilidad del Ejercicio Moneda Histórica

Año	Utilidad (Pérdida) CONAFE Propia	Utilidad (Pérdida) Empresas Relacionadas	Utilidad (Pérdida) del Ejercicio Atribuible a Controladora
	M\$	M\$	M\$
2006	7.139.970	0	7.139.970
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)

Utilidades Ejercicios 2006, 2007 y 2008 bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados. Utilidad 2009 y 2010 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 2006-2010 Moneda Histórica



## Distribución de Resultados

Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora.	M\$	(1.724.359)
Pérdidas acumuladas que no provienen de ajustes por primera adopción IFRS.	M\$	0
Pérdida del Ejercicio	M\$	(1.724.359)

## Dividendos

La política de dividendos aprobada por el Directorio e informada en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 13 de abril de 2010, contempló repartir a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de la Compañía, siempre que la situación financiera de la Empresa lo permitiese. En el Ejercicio 2010 no se efectuaron repartos de dividendos.



### Dividendos Acordados Años 2009 y 2010 (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

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. En el año 2010 no se efectuaron repartos.

## Dividendos Pagados por Acción 2008 y 2010

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

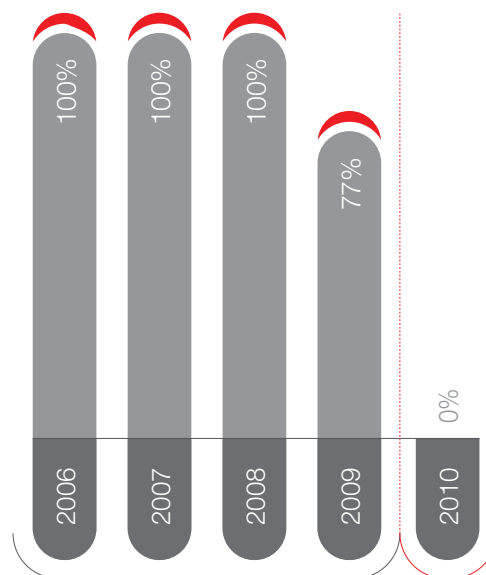
En el cuadro siguiente se muestra la utilidad repartida con cargo a cada Ejercicio en los últimos años, en moneda histórica y como porcentaje de la utilidad del año.

## Utilidad repartida con cargo al Ejercicio de cada año (en M\$ históricos)

Año	M\$	% de Utilidad del Ejercicio
2006	7.138.743	100%
2007	8.481.930	100%
2008	6.964.630	100%
2009	5.569.082	77%
2010 (*)	0	0%

(\*) Para el caso del año 2010, no se efectuaron repartos de dividendos.

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



## Distribución de Utilidades

El resultado del Ejercicio 2010 ascendió a una “Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora”, ascendente a (M\$1.724.359), 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 2010 alcanzó a M\$163.914.253. Con este patrimonio, el valor libro a esa fecha, considerando las 158.571.960 acciones suscritas y pagadas, ascendió a \$1.033,69 por acción.

El capital y fondos de reservas de la Compañía al 31 de diciembre de 2010 quedan constituidos como sigue:

Capital en acciones	M\$	121.599.631
Primas de emisión	M\$	0
Otras Reservas	M\$	22.754.476
Ganancias (pérdidas) acumuladas	M\$	19.560.146
<b>PATRIMONIO NETO ATRIBUIBLE A LOS TENEDORES DE INSTRUMENTOS DE PATRIMONIO NETO DE LA CONTROLADORA</b>	<b>M\$</b>	<b>163.914.253</b>

## Política de Dividendos para el Ejercicio 2011

Para el Ejercicio 2011, 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 2011. 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 65ª Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 13 de abril de 2010, se designó a la firma PricewaterhouseCoopers Consultores, Auditores y Compañía Limitada, como auditores externos de la Sociedad.

## Hechos Relevantes

Con fecha 29 de enero de 2010 la Sociedad comunicó el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros:

“En conformidad a lo establecido en el Art. 9º e inciso 2º del Art. 10º de la Ley 18.045, Ley de Mercado de Valores, artículo 147º N°7 literal b) de la Ley 18.046, Ley sobre Sociedades Anónimas, a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y debidamente facultado por el Directorio, informo a usted el hecho o información esencial siguiente:

En Sesión Ordinaria de Directorio N°765, celebrada el 28 de enero de 2010, por acuerdo unánime se estableció la política general sobre operaciones habituales con partes relacionadas, de conformidad y para los efectos expresados en el inciso final del artículo 147 de la Ley N°18.046, modificada por la Ley N°20.382 que introdujo modificaciones a la normativa que regula los Gobiernos Corporativos de las empresas.

La mencionada política para Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., incluye todas las operaciones ordinarias en consideración al giro social, que la Sociedad habitualmente realiza con partes relacionadas, las que se pasan a detallar:



1. Prestación de servicios de administración de procesos tarifarios relativos al valor nuevo de reemplazo, costos e ingresos de explotación, procesos de fijación de valor agregado de distribución y de tarifas de servicios, de determinación de tarifas de suministro aplicables a clientes finales sujetos a fijación de precios y de tarifas reguladas de peajes de distribución y de precios de servicios no consistentes en energía eléctrica asociados al suministro de energía.
2. Prestación del servicio de gestión integral de licitaciones para clientes regulados.
3. Prestación de servicios de administración centralizada de compra de energía y potencia, incluyendo la administración de los contratos de peajes de instalaciones de transmisión y la gestión integral de licitaciones para clientes regulados, así como la posterior administración de los contratos de abastecimiento para clientes regulados y libres, vigentes y nuevos.
4. Prestación de servicios de análisis y elaboración de presupuestos de margen de compraventa de energía y potencia.
5. Prestación de servicios de asesoría en la administración de contratos con clientes libres, en la negociación y preparación de ofertas para nuevos contratos de suministro para clientes libres y en el cálculo mensual del margen de los mismos contratos.
6. Prestación de servicios relacionados con planificación y desarrollo de redes, automatización del sistema de distribución, calidad de servicio, planes de mantenimiento y despacho.
7. Prestación de servicios relacionados con elaboración, control y seguimiento del presupuesto anual y proyecciones de largo plazo y estudios y evaluaciones de proyectos.
8. Prestación de servicios relacionados con comunicaciones internas, externas, administración de grupos de interés, comunicaciones en emergencias y asesorías a ejecutivos.
9. Prestación de servicios de imagen de marca y marketing corporativo.
10. Prestación de servicios de facturación, reparto de estado de cuentas, cobro y recaudación de precios o cuotas correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.
11. Prestación de servicios de publicidad y promoción a través del documento de cobro del servicio eléctrico, correspondientes a las ventas de productos y o prestación de servicios del negocio de retail.
12. Prestación de servicios de operación técnica de estaciones transformadoras y líneas, y de planimetría.
13. Prestación de servicios de instalación, verificación y certificación de medidores, de elaboración de proyectos eléctricos, de construcción y mantenimiento de redes de baja y media tensión energizadas, de atención de emergencias y reclamos en redes eléctricas de distribución, de medición y registro de variables eléctricas, de generación móvil en redes de distribución, supervisión y control de apoyos de telecomunicaciones en postes, de construcción, administración e inspección técnica de obras, de administración de sistemas de telemetría (SAT).
14. Prestación de servicios de asesoramiento en diseño y uso de espacios en oficinas.
15. Prestación de servicios de Call Center, lo que incluye central telefónica, llamadas de emergencia y contactos comerciales.
16. Compra y venta de transformadores de distribución, transformadores especiales y de potencia y la prestación de servicios asociados a estos equipos, tales como análisis de aceite, reparaciones y montajes.
17. Asesoría y gestión contable y tributaria.
18. Asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgos y seguros.
19. Prestación de servicios de logística, de gestión comercial de compra y venta de materiales y equipos, de control de existencias, importaciones, de transporte y de operaciones de almacenes, de gestión de contratación de seguros.
20. Contratos de arrendamiento o leasing operacional de oficinas, equipos, bienes muebles y vehículos.
21. Prestación de servicios de mantenimiento y administración de sistemas de comunicación telefónica.

22. Contratos de prestación de servicios recaudación y facturación, de administración, de asesoría y gestión financiera, de tesorería, contraloría, de auditoría interna, de procesos y soluciones de negocios, de contabilidad, asesoría tributaria, de asesoría y gestión en la contratación de servicios de clasificación de riesgo y seguros, de administración de registros de accionistas y de servicios legales.
23. Operaciones financieras referidas a contratos de cuenta corriente mercantil y/o préstamos financieros.
24. Prestación de servicios de soporte y desarrollo informático, de ingeniería en informática y comunicaciones, de uso y mantenimiento del sistema informático, de registro de asistencia y asistencia móvil, de sistemas de voz y datos, de contact center, de administración de datos y de soporte de planificación estratégica.
25. Contratos de provisión de equipos de microinformática y respuesta (Help Desk), provisión de equipos de telecomunicaciones, gestión de enlaces, almacenamiento de información y su puesta a disposición permanente en las aplicaciones que utilicen los usuarios (Datacenter).
26. Operaciones de naturaleza financiera o de intermediación financiera con empresas bancarias o filiales de éstas, tales como inversiones financieras de renta fija o variable, compra y venta de divisas, derivados financieros, depósitos a plazo, líneas de sobregiro, créditos con pagaré, cartas de crédito, boletas de garantía, coberturas de tasa, opciones y futuros; otorgamiento de aval, fianza y codeuda solidaria y garantías en general, y en general operaciones en cuentas corrientes de la Sociedad.
27. Prestación del servicio de transporte de Energía y Potencia.

Por último, es del caso hacer presente que el texto íntegro del referido acuerdo será puesto a disposición de los accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de Internet de la empresa.”

Con fecha 2 de marzo de 2010 y en cumplimiento a lo requerido en el Oficio Circular N°574 de la Superintendencia de Valores y Seguros, sobre efectos del sismo de fecha 27 de febrero de 2010, la Sociedad informó que “las operaciones asociadas a la actividad de distribución de energía eléctrica, que constituye el giro social de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., se encuentran a esta fecha bajo normal funcionamiento. Asimismo, todas las reparaciones necesarias para obtener dicha operación fueron efectuadas, no existiendo deterioros en los activos de esta empresa, que afecten su normal desenvolvimiento”.

Con fecha 22 de marzo de 2010 y de acuerdo con la Circular N°660 de octubre de 1986 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio acordó en Sesión Ordinaria proponer a la Junta General Ordinaria de Accionistas a realizarse el día 23 de abril de 2010, el reparto del dividendo definitivo N°84 de \$5,75 por acción que se propone pagar el día 27 de abril de 2010, con cargo a las utilidades del año 2009.

Con fecha 25 de mayo de 2010, la Sociedad comunicó el siguiente hecho esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros:

En juicio arbitral seguido por Colbún S.A. contra Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., ante el árbitro señor Arturo Fernandois Vöhringer, por resolución de fecha 31 de marzo de 2010, se ha determinado que Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. pague a Colbún S.A., una indemnización de perjuicios por concepto de diferencial de precios a pagar por el suministro eléctrico durante lapso determinado, a contar del 1 de abril de 2008. Ambas partes acordaron no proseguir la tramitación de dicho juicio, liquidando convencionalmente el monto de la indemnización referida, el que asciende \$1.615.000.000.

En cuanto a los efectos en los resultados de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A., a consecuencia de la materialización del pago del monto antes indicado, ello provocará una pérdida de \$1.203.179.855.



**CONAFE**

GRUPO CGE ●●●  
MEMORIA  
2010



# 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 disminuyó un 37% respecto al año anterior, fundamentalmente por el ajuste tarifario de los servicios regulados contemplados en el DS 197/09 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, como asimismo por la suspensión temporal de algunos servicios fundamentalmente durante el primer semestre y parte del segundo, producto de la implementación de la nueva plataforma informática.

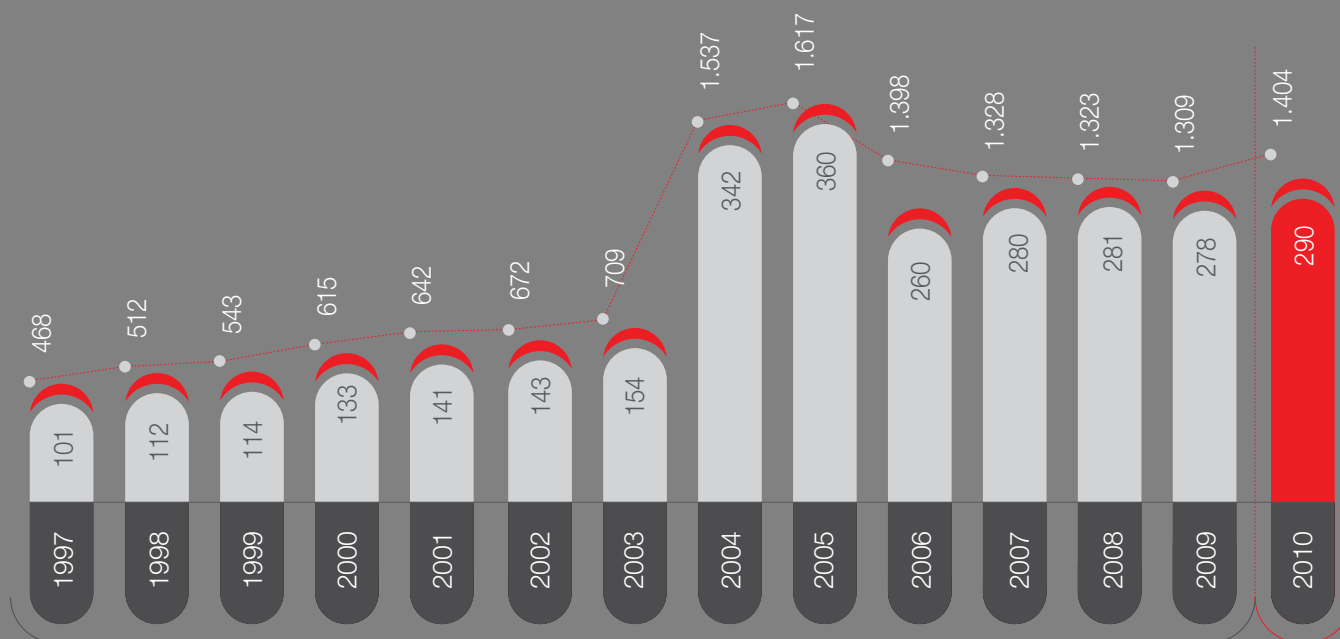
## Evolución del Mercado

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 2010 alcanzaron a 1.404 GWh, lo que representa un aumento de 7,3% respecto del año anterior.

De las ventas totales, el 59% corresponde a la Zonal IV compuesta por las Administraciones Elqui y Ovalle, y el 41% a la Zonal V compuesta por las Administraciones de Illapel, La Ligua y Viña del Mar.

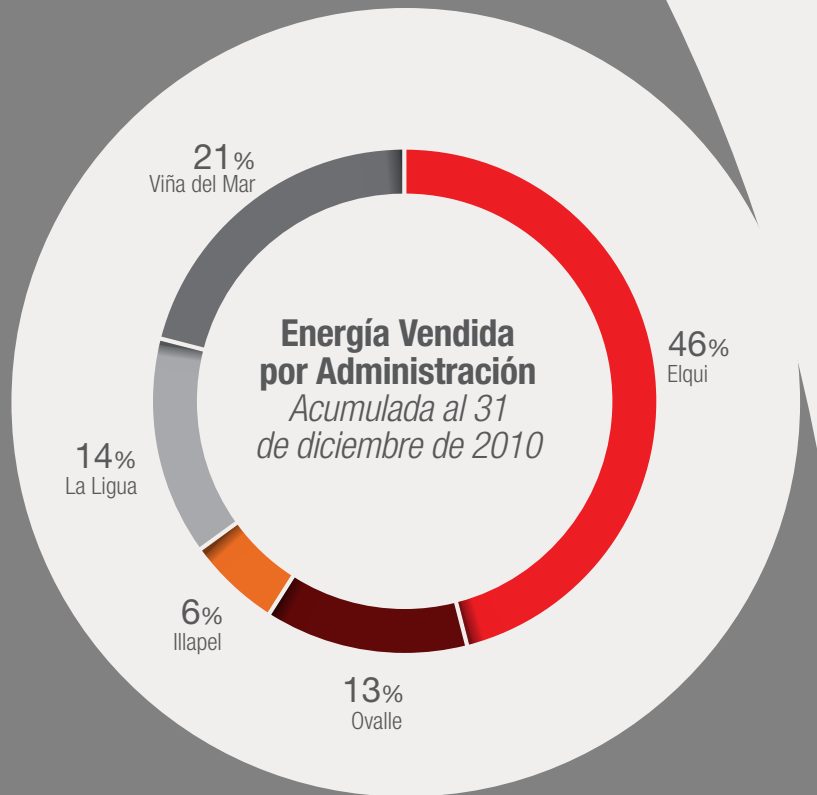
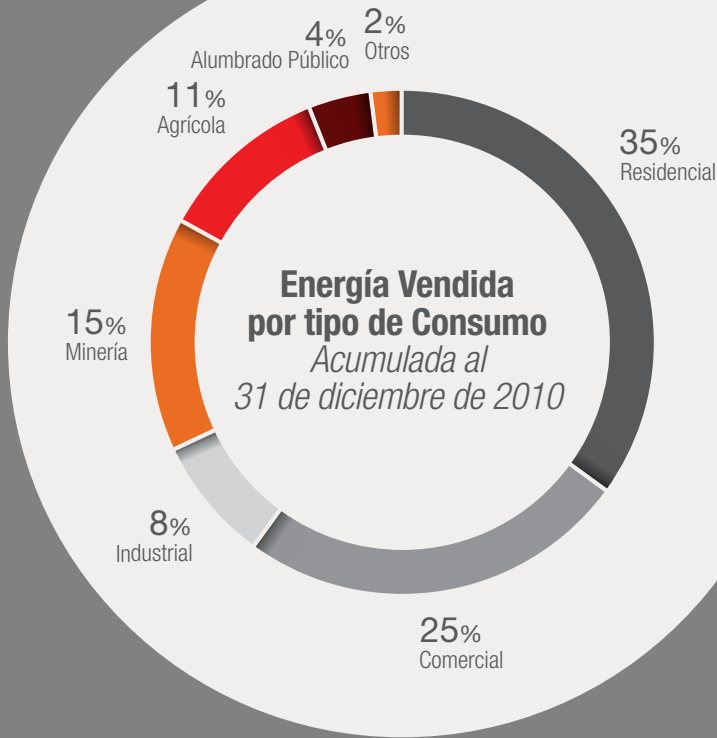
## Energía Vendida y Demanda Máxima



● Energía Vendida (GWh)  
 Demanda Máxima (MW)

**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.

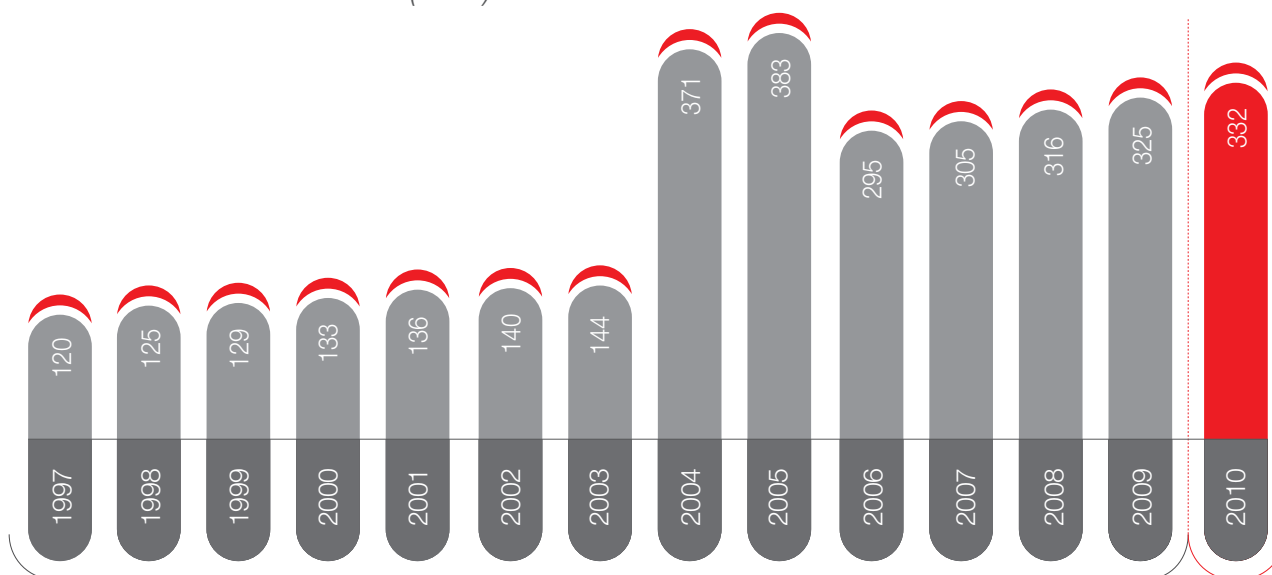
La energía comprada alcanzó a 1.529 GWh, con un aumento de 6% respecto del año 2009.

La pérdida de energía de los sistemas de distribución y subtransmisión, en conjunto, fue de 8,95%. La pérdida estimada asociada solamente a distribución fue de 8,23%.

Al 31 de diciembre de 2010, el número de clientes de CONAFE alcanzó 332.269, con un aumento de 2,1% con respecto a igual fecha del año anterior. De éstos, 195.327 se encuentran ubicados en las Administraciones correspondientes a la Gerencia Zonal IV (Elqui y Ovalle), y 136.942 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 2.722 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 2010 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 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 131º a 135º 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 febrero de 2010, los precios de nudo promedio aplicados fueron fijados mediante el Decreto N°1/2010, publicado en el Diario Oficial el día 16 de abril de 2010. Para el mes de marzo de 2010, el Decreto N°60/2010, publicado el día 17 de mayo de 2010, fijó los precios. Para el mes de abril de 2010 los precios fueron los fijados mediante el Decreto N°80/2010, publicado el día 10 de julio de 2010; y para el período de mayo a diciembre de 2010, se aplicaron los precios establecidos en el Decreto N°83/2010, publicado el día 10 de julio de 2010.

Al término del año 2010, aún no han sido publicados en el Diario Oficial los decretos con las tarifas que debían regir para el período agosto a diciembre, siendo aplicado hasta dicha fecha el último decreto publicado correspondiente al período mayo-julio.

Como consecuencia de los diferentes ajustes y cambios de precio, el nivel promedio de los precios de compra correspondiente a las tarifas reguladas disminuyó 3,7% durante el año 2010.

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 Energía, resultantes del estudio del Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio 2008-2012, con vigencia desde el 4 de noviembre de 2008.





Adicionalmente, cabe mencionar que a partir de la entrada en vigencia del Decreto mencionado anteriormente, se hizo aplicable el Cargo Único del Sistema de Transmisión Troncal (CU) y que a partir del 1 de enero de 2010 se agregó el cargo o abono por Ajustes y Recargos (AR) entre empresas concesionarias del servicio público de distribución.

Finalmente, durante el año 2010 y como consecuencia de los Decretos anteriormente indicados, el nivel promedio de los precios de venta a clientes regulados disminuyó en 3,5%. En esta baja, incidieron en forma importante la disminución del primer semestre de los precios de nudo, dado que en la zona que atiende CONAFE, este componente representa aproximadamente 80% de la tarifa final de los clientes.

## Decreto de Subtransmisión

La denominada Ley Corta I, Ley 19940 del año 2004, estableció que las tarifas de Transmisión y Subtransmisión debían ser reguladas; en consecuencia, el día 9 de enero de 2009, fue publicado en el Diario Oficial el Decreto N°320/2008, que fijó las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación, todo lo cual rige desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010. Esta normativa fija las fórmulas que permiten determinar los montos correspondientes al pago o peaje que deben efectuar las empresas por utilizar la infraestructura de subtransmisión.

Adicionalmente, conforme a lo establecido por la Ley General de Servicios Eléctricos, el Decreto Supremo N°144 de 11 de mayo de 2009 y la Resolución Exenta CNE N°650 de 2 de julio de 2009, durante el año 2010 se desarrolló el estudio, de cada uno de los 6 Sistemas de Subtransmisión del Sistema Interconectado central (SIC) y para el perteneciente Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a efectos de cumplir con el proceso de tarificación previsto en los mencionados cuerpos legales, para determinar el valor anual de cada Sistema de Subtransmisión a considerar desde el año 2011 al 2014, los que se dieron a conocer en las distintas audiencias públicas durante el mes de agosto de 2010.



## Clientes Libres

La utilidad del año 2010 por concepto de venta de energía a clientes libres fue 26% superior al año anterior.

Durante el presente Ejercicio, un nuevo cliente libre contrató suministro con nuestra Compañía. Se trata de Empresa Nacional de Minería (ENAMI), que requirió suministro eléctrico para su proyecto minero Delta, en la comuna de Ovalle. Al 31 de diciembre CONAFE tenía tres clientes libres: Minera Las Cenizas en la Provincia de Petorca, Minera Teck Carmen de Andacollo en la Provincia de Elqui y Delta ENAMI en la provincia del Limarí.

## 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 2020.

Finalmente, en febrero de 2010 entró en vigencia el contrato de suministro de energía y potencia con la Empresa Nacional de Electricidad S.A., ENDESA, para el proyecto DELTA de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (DELTA-ENAMI), en su condición de cliente libre, con vigencia desde el 1 de febrero de 2010 hasta el 31 de marzo de 2016, que se une a los dos contratos de clientes libres ya vigentes con Minera Las Cenizas y Minera Teck Carmen de Andacollo.

## **Tarifas de Servicios Asociados a Distribución**

Las tarifas aplicadas durante el año 2010 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 2010, 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**

Con fecha 31 de julio de 2009, se da inicio en CONAFE - junto con otras empresas del Grupo CGE - al proyecto denominado "Clientización", cuyo objetivo es definir cambios a los procesos de atención, con una orientación comercial basada en la satisfacción de los clientes, además de especificar indicadores para el diseño de las oficinas comerciales.

Es así como en una primera etapa se implementaron las primeras filas electrónicas en las oficinas de La Serena, Coquimbo y Viña del Mar, para luego continuar en el año 2010 con las oficinas de Ovalle, Illapel y La Ligua. Este sistema es una valiosa herramienta para la Empresa, debido a que entrega información y estadísticas que permiten tomar decisiones objetivas sobre el proceso de atención de clientes.

Dentro del marco de este proyecto, en el año 2010 se habilitaron pantallas dentro de las oficinas comerciales que entregan a los clientes programación con fines de distracción, además de información corporativa de productos y servicios. Por otro lado, en las oficinas de mayor afluencia de público, se decidió incorporar nuevo personal que desarrolla la función de guiar, recomendar e informar a los clientes, optimizando así los tiempos de espera; esta nueva función se ha denominado "Anfitrión". Esta iniciativa ha tenido una muy buena acogida por parte de los clientes, ya que han encontrado una primera atención clara y confiable.

Continuando con el Proyecto de Clientización, se instalaron Máquinas de Autoconsultas en las oficinas comerciales, las cuales tienen como fin entregar Cupones de Pago, con lo que el cliente de manera independiente puede observar su estado de cuenta hasta tres meses antes de dicha consulta. Con respecto a la página web, durante el año 2010 comenzó a operar la Oficina Virtual de CONAFE disponible para todos los clientes durante las 24 horas, la cual permite en una primera instancia visualizar el estado de cuenta y las boletas del cliente. Dentro de las próximas etapas de este proyecto, se encuentra el proceso de recaudación, es decir, el cliente podrá pagar sus cuentas a través de nuestra página web.

Debido a la contingencia por la implementación de SAP, fue necesario incluir una nueva Oficina Comercial en CONAFE en la ciudad de La Serena, la cual se encuentra ubicada en Calle Prat 562 y comenzó a operar durante los primeros días del mes de septiembre del año 2010. Además, en esta misma línea, se modificaron los Módulos de Atención Comercial, pasando del sistema de módulos tradicionales a los Módulos de Pié, lo que ha causado muy buenos resultados, ya que ha ayudado en la disminución de los tiempos de atención, y como consecuencia, en los tiempos de espera. Respecto a este punto, las oficinas de La Serena (O'Higgins y Prat), Coquimbo, Ovalle, Illapel, 13 Norte y Arlegui ya poseen este nuevo formato de atención, por lo que a principios del año 2011 se espera la implementación de dicho formato en la oficina de La Ligua.

## **Calidad de Atención de Clientes**

Dentro del marco del Proyecto de Calidad, durante el último trimestre del año 2010 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 1.700 clientes su opinión sobre aspectos tales como Facturación y Recaudación, Servicio de Emergencia, Atención del Fono Cliente y Atención en Oficinas Comerciales, obteniendo respuestas a las cerca de 230 preguntas que conformaban este documento.

Asimismo en el año 2010 se modificó el Contrato de Call Center, además de comenzar un estudio referente a los perfiles idóneos del personal de atención de clientes para así brindar un mejor servicio y atención a éstos. Por otro lado, se confeccionaron 6 protocolos: Atención Telefónica de Emergencia, Atención Telefónica Comercial, Atención de Cajas, Atención Comercial en Oficinas, Recepción de Clientes y Protocolos Técnicos. Todas estas medidas serán implementadas durante el año 2011, las que sumados a las acciones en el marco del proyecto Clientización, demuestran la permanente preocupación de CONAFE por mejorar día a día los servicios que son prestados a todos sus clientes.

## **Otros Servicios a Clientes**

### **Call Center Corporativo**

Durante el año 2010 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 57 mil llamadas, con una eficiencia del 74% en el servicio otorgado.



## **Negocio de Minería**

Durante el Ejercicio, se han desarrollado importantes obras para diversos clientes, destacando los proyectos de empalmes, redes internas de distribución eléctrica para las mineras Carmen de Andacollo y Minera Tres Valles de VALE en Salamanca. Además destacamos el año 2010 como el segundo año de nuestro contrato CS - 421 (Minera Los Pelambres), con 115.000 HH con exposición al riesgo sin accidentes, contrato de mantenimiento adjudicado a CONAFE por un plazo de 4 años, a través de un proceso licitatorio.

## **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 cuarto 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 2010 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, para entregar un servicio de calidad por los próximos 6 años que dura el contrato vigente.

Por otra parte, se logró establecer con el Gobierno Regional de la Región de Coquimbo, un contrato complementario, el cual comprende las reinstalaciones de sistemas retirados por deuda o devolución por parte de los usuarios. Este nuevo contrato considera la reinstalación de 220 sistemas, de los cuales el año 2010 se reinstalaron 124. En este sentido, durante 2010 se desarrolló la campaña "Cómo usar bien nuestra energía", la cual estuvo orientada a evitar la intervención en los sistemas fotovoltaicos individuales, destacando los artefactos que se pueden utilizar y aquellos que no deben utilizarse en estos sistemas. Esta campaña se orientó exclusivamente a los beneficiarios del proyecto.



# GESTIÓN OPERACIONAL

## Inversiones Operacionales

CONAFE ejecutó proyectos de inversión durante el año 2010 por un monto de M\$3.067.485. 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 cambio de nivel de tensión de 13,2 kV a 23 kV del alimentador Benavente de la Administración Ovalle, continuando lo ya realizado en los alimentadores Hospital en 1991, Quebrada Seca (ex Cerrillos) en 1995, Recoleta en 2003 y Sotaquí (ex Río Hurtado) en 2009. Lo anterior permitirá reducir en forma importante las pérdidas de la zona, así como mejorar el nivel de respaldo del sector.

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

Líneas de media tensión (km)	59
Líneas de baja tensión (km)	50
Subestaciones de MT/BT	111
Potencia agregada en transformadores MT/BT (MVA)	18

Las inversiones realizadas significaron la ejecución de aproximadamente 672 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 2010, CONAFE cuenta con las siguientes instalaciones de distribución:

Líneas de media tensión (km)	4.617
Líneas de baja tensión (km)	4.059

A la fecha, la infraestructura considera 10.279 subestaciones de distribución MT/BT, desagregadas en 6.438 propias y 3.841 particulares, lo que representa una potencia total instalada de 858 MVA con potencias instaladas de 463 MVA y 395 MVA, respectivamente.

## Calidad de Servicio

En diciembre de 2010, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) informó mediante oficio circular el ranking de empresas concesionarias de servicio público de distribución del año 2009, en el cual CONAFE mantuvo un lugar destacado dentro de las empresas mejor evaluadas del país, obteniendo una nota 8,04 sobre 10 puntos, que la llevó a ocupar el 6to lugar entre las 16 empresas distribuidoras con más de 30 mil clientes.

La composición de esta calificación considera en un 50% la nota obtenida por índices de continuidad de servicio (8,17), en un 37,5% la nota obtenida en la encuesta de calidad de servicio (8,10), y en un 12,5% la nota por reclamos efectuados en SEC por parte de nuestros clientes (7,37).

En el año 2010 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 5,00 interrupciones al año, con un tiempo medio total de interrupción por cliente de 14,01 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 2010 presentaron una frecuencia media de 2,78 interrupciones al año y un tiempo medio de interrupción por cliente de 9,54 horas al año. Sin considerar las interrupciones producidas por fuerza mayor o casos fortuitos, los índices llegaron a 1,64 interrupciones promedio y 3,87 horas al año por cliente, con lo que se cumplió satisfactoriamente con las exigencias de continuidad del suministro establecidas por la autoridad.

Los índices corresponden al período SEC 2010 que considera desde diciembre 2009 a noviembre 2010.

## Gestión en Prevención de Riesgos

En CONAFE el año 2010 una de las prioridades estuvo en mejorar la Prevención de Riesgos y el cuidado del Medio Ambiente, respondiendo a la preocupación constante de los colaboradores de la Compañía y de las Empresas Colaboradoras Externas.

En conjunto con el Plan de Prevención de Riesgos y Medio Ambiente se relanzó la Política de Prevención de Riesgos, Calidad y Medio Ambiente de la Compañía permitiendo la estandarización en seguridad. De la misma manera, se capacitó en conjunto con el Instituto de Seguridad del Trabajo (IST) a técnicos y profesionales de las Gerencias y Administraciones en temas relevantes como el autocuidado, psicología de la emergencia y otros, además de cumplir con la normativa de la autoridad y así lograr trabajar hacia una Cultura en Prevención de Riesgos y el Cuidado al Medio Ambiente.

Dentro de las actividades más relevantes del año 2010 podemos mencionar la revista general de inspección a los elementos de protección personal, equipos, materiales y vehículos de las empresas colaboradoras externas de todas las Administraciones de CONAFE. Otro hecho relevante fue la semana de la seguridad que se realizó en toda la Compañía con la participación de colaboradores y autoridades, donde se efectuaron actividades de apoyo a la comunidad, además de iniciativas innovadoras como la Ruta de la Energía, en la cual participaron clientes y autoridades, quienes pudieron conocer todos los procesos por los que atraviesa la energía antes de llegar a nuestros hogares.

# 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 2010, se compone de 366 colaboradores, de los cuales 356 pertenecen a CONAFE y 10 a ENELSA.

Del total del personal de CONAFE, 231 corresponden a trabajadores administrativos y especializados, 104 a técnicos y profesionales y 21 a personal de administración superior y ejecutivos. De la dotación total de colaboradores, 28 corresponden al proyecto especial de mantenimiento de las instalaciones eléctricas de Minera Los Pelambres, 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
2004	371.237	367	1.012
2005	383.254	304	1.261
2006	297.637	301	989
2007	308.024	319	966
2008	319.316	338	945
2009	325.380	339	960
2010	332.269	328	1.013

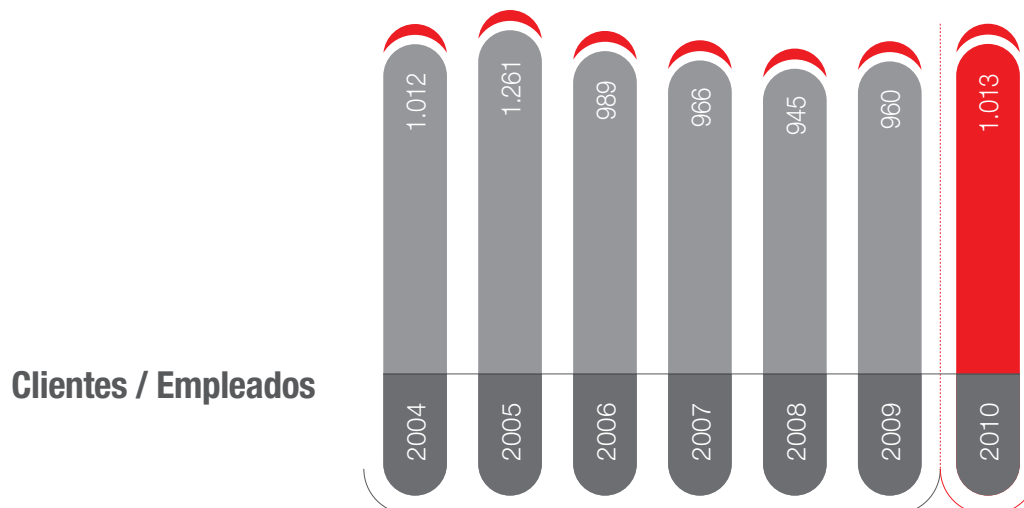
*Año 2004 considera fusión de CONAFE-EMEC.*

*Año 2005 considera traspaso de personal de la Zonal VII a CGE Distribución S.A.*

*Año 2006 considera traspaso de la concesión de la Zonal VII a CGE Distribución VII S.A.*

*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 y 2010 el índice se ha calculado sin considerar el personal exclusivo destinado al mantenimiento de las instalaciones eléctricas de Minera Los Pelambres.*





## Adopción Sistema SAP

El día 25 de enero de 2010 CONAFE dio inicio a las operaciones en la nueva plataforma tecnológica SAP (Systems Application and Products).

A través de la nueva plataforma tecnológica se busca lograr mayor eficiencia en la gestión y procesos de la empresa, lo que permitirá entregar una mejor calidad de servicio a todos nuestros clientes.

Del mismo modo, los colaboradores de CONAFE han participado activamente en el proceso de implantación de SAP, aplicando lo aprendido con compromiso y profesionalismo, lo que permitirá obtener los beneficios de SAP, incorporando las mejores prácticas y tecnologías de clase mundial para enfrentar de mejor forma los cambios y desafíos que se presenten en el futuro.

## 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 2010 CONAFE, junto a sus colaboradores y a través del Comité Bipartito de Capacitación, desarrolló un programa que consideró tópicos como: Gimnasia de Pausa, Taller de Presentaciones Efectivas, Desarrollo de Habilidades de Comunicación, Negociación para dirigentes sindicales y Diplomados Corporativos sobre Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) y de Gestión de Personas.

Las acciones de capacitación durante el año 2010 totalizaron 10.013 horas-hombre, lo que significó que en promedio cada trabajador de CONAFE asistió a 2,34 horas-mes de capacitación. El número de trabajadores capacitados alcanzó a 258, lo que implica que el 72% del personal se capacitó durante el año.

## Clima Laboral

Considerando que el año 2009 se aplicó por primera vez la encuesta de Experiencia de Vida Laboral a los trabajadores de CONAFE, la cual tiene como objetivo medir el nivel de lealtad de los colaboradores, este año se avanzó en el proceso, realizando Focus Group que contaron con la participación de nuestros colaboradores internos. Además, se desarrolló una nueva Encuesta de Experiencia de Vida Laboral, lo que permitió generar planes de acción tendientes a mejorar la apreciación de nuestros colaboradores respecto del ambiente laboral.

De la misma manera, se elaboró y ejecutó un Plan de Apoyo por período de estabilización SAP, enfocado a proporcionar soporte, tanto a colaboradores internos como externos, tendientes a reducir el nivel de stress y compensar el esfuerzo personal y familiar de las personas que conforman los equipos de trabajo de los procesos de atención de clientes y facturación y cobranzas.

## Bienestar

Conforme a la política de apoyo al personal en aspectos relacionados con la salud, educación y recreación, la Empresa destinó en el año 2010 la suma de M\$503.236, correspondiendo el 56% a gastos destinados a aportar al financiamiento de Seguro Complementario de Salud, 23% 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 2010 que se realizaron en Coquimbo. 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.

## Reconocimiento al Personal

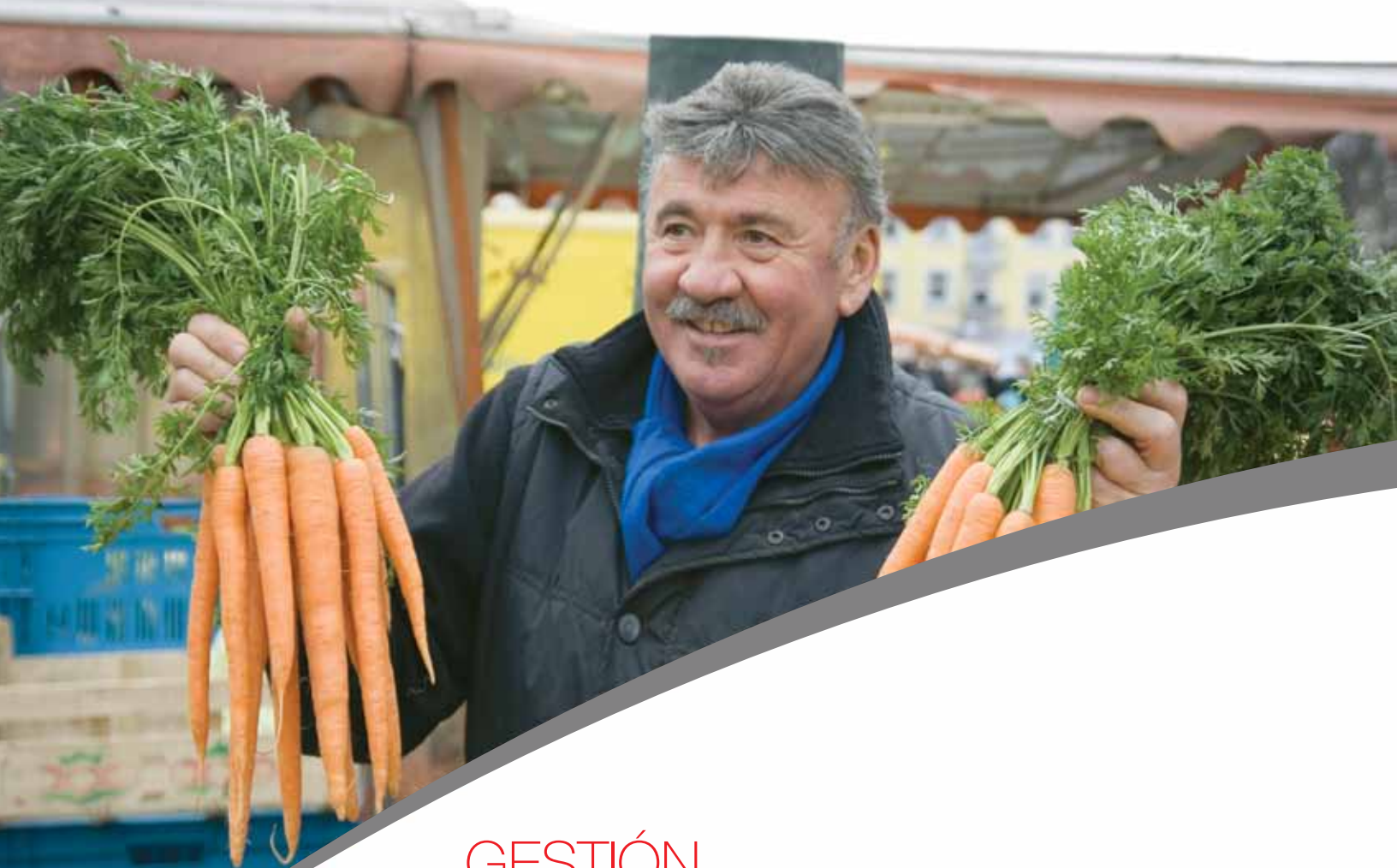
Queremos agradecer a todos nuestros colaboradores el compromiso, esfuerzo y dedicación que han puesto en particular este año, donde el trabajo en equipo nos permitió participar en dos de los principales acontecimientos que nos marcaron el año 2010: primero la reposición del suministro eléctrico tanto en nuestras zonas de concesión como en la región del BioBío tras el terremoto del 27 de febrero; y la puesta en marcha de la nueva plataforma informática.

Esta participación demuestra nuestro compromiso como empresa con la labor de servicio público, lo cual como equipo nos llena de satisfacción, destacando la colaboración de cada uno de nuestros colaboradores para lograr estas metas.

## Damas CONAFE

Durante el año 2010, 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 ajueres, 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, destacándose por primer año la incorporación de clases de Yoga. 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 posea 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 2010 asciende a 0,81, 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 2010, 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 2010 son las siguientes:

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

## Revaluación de Propiedades, Plantas y Equipos

Este año se llevó adelante el proceso de revaluación de las propiedades, plantas y equipos de la Sociedad. Este proceso consistió en reconocer los equipos, instalaciones y redes destinadas al negocio eléctrico a su costo de adquisición, para posteriormente revalorizarlas mediante el método de retasación periódica a valor razonable. 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 contrató los servicios de tasadores independientes especializados.

## Bancos

CONAFE opera con los siguientes bancos:

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



## 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	2006	2007	2008	2009	2010
		PCGA	PCGA	PCGA	PCGA	IFRS
Energía Vendida	GWh	1.398,0	1.327,6	1.324,1	1.303,2	1.403,9
N° de Clientes	N°	297.637	304.960	316.253	325.380	332.269
Precio Medio kWh Vendido	\$	66,80	81,20	92,90	106,40	101,80
Precio Medio kWh Comprado	\$	43,14	56,90	67,00	80,10	77,20
Ingresos de Explotación	M\$	106.453.519	124.986.910	146.501.297	157.882.622	157.425.889
Resultado del Ejercicio	M\$	7.139.970	8.483.429	6.965.415	7.197.339	(1.724.359)
Inversión Activo Fijo	M\$	8.263.881	6.697.196	7.234.379	5.589.258	3.859.881
Valor Libro acciones	\$	663,19	705,98	769,85	983,93	1.033,73

Notas:

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

\* A contar de abril de 2006, la energía vendida, los ingresos de explotación, la utilidad operacional y la inversión en activo fijo contienen la operación de la actual zona de concesión, excluidas las Administraciones de la Zonal VII, traspasadas a CGE Distribución S.A.

\* Valores de Ejercicios 2006, 2007 y 2008 bajo Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados. Utilidad 2009 y 2010 bajo normativa IFRS, correspondiente a Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora.

## PROYECTO DE INNOVACIÓN

Durante el año 2010, y debido a la demanda de tiempo que significó la puesta en marcha de la nueva plataforma informática SAP en nuestra Empresa, se decidió dar una pausa al Proyecto de Innovación CONAFE, el cual se desarrolló con normalidad hasta julio de 2010.

Por otra parte, cabe señalar que el día 15 de septiembre de 2010 finalizó la participación de Innova CORFO en el proyecto, entidad que prestó un soporte importante en la construcción de la capacidad innovadora en nuestra Empresa, ayudándonos a avanzar en el camino de la innovación desde el interior de la Compañía.

No obstante, durante el año 2010, a pesar de la pausa que se le dio al Proyecto de Innovación, surgieron diversas acciones e iniciativas de parte de nuestros colaboradores para dar soluciones a temas de contingencia que fueron emergiendo en el marco de la implementación de SAP, lo cual demostró el importante avance que hemos tenido como Empresa respecto a la innovación.

## COMPROMISO CON LA COMUNIDAD

En el constante objetivo de CONAFE de convertirse en un socio constructivo de las zonas donde está presente, en el 2010 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**

En el año 2010, y como es tradición en CONAFE, se entregaron 18 becas de estudios superiores a alumnos de escasos recursos de las Universidades Católica del Norte, La Serena y Técnica Federico Santa María; todos aportes realizados en el marco de los convenios suscritos entre CONAFE y estas instituciones. En este sentido, cabe señalar que 12 becas fueron destinadas a estudiantes de la Universidad Técnica Federico Santa María; 3 becas para la Universidad de La Serena; y 3 becas se dirigieron a la Universidad Católica del Norte.

- **Pura Energía. Puro Chile**

En septiembre de 2010, el Grupo CGE desarrolló uno de los espectáculos más importantes en el marco del Bicentenario de Chile, con la finalidad de regalar a todo el país un show cultural de alto nivel, de carácter gratuito, el cual se transmitió por las pantallas de TVN en todo Chile. Además, de manera simultánea en 5 ciudades del país, se desarrolló un espectáculo para la comunidad, con la finalidad de transmitir el evento en vivo, a través de pantallas de alta definición. Así, en La Serena, CONAFE fue auspiciador de este evento que se realizó en la Plaza de Armas de la ciudad, el que contó con la presentación Illapu. Adicionalmente, y como un regalo para la ciudad, CONAFE iluminó el Museo Gabriel González Videla, que mostró una cara totalmente diferente a lo habitual gracias a la iluminación de tipo led.

- **Mesa de Energía en Coquimbo**

Este 2010, en Coquimbo se realizó la Mesa Regional de Energía, donde participaron empresarios, académicos y autoridades con el fin de generar una instancia público-privada



para el análisis del desarrollo energético regional. 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.

- **Concurso Luis Sigall**

El Concurso Internacional de Ejecución Musical Dr. Luis Sigall, organizado por la Corporación Cultural de Viña del Mar, es auspiciado desde 1989 por CONAFE. Cada año, el certamen considera una mención de piano, canto, violín, violonchelo o guitarra, correspondiendo el 2010 a la mención guitarra. Cabe destacar que este concurso se realiza desde el año 1973 y desde el año 1979 es miembro de la Federación Mundial de Concursos Internacionales de Música, con sede en Suiza.

- **Gira Cultural**

Desde 2005 a la fecha, CONAFE realiza la tradicional Gira Cultural, un evento de carácter gratuito que recorre diferentes ciudades de nuestra zona de concesión. Fue así como durante el 2010, la obra de teatro infantil "Dumbito" se presentó en La Serena, Coquimbo, Ovalle, Illapel y La Ligua, donde la comunidad pudo disfrutar de un evento para niños y adultos con importantes mensajes sobre el reciclaje y el cuidado del medio ambiente.

- **Misión Noche Buena**

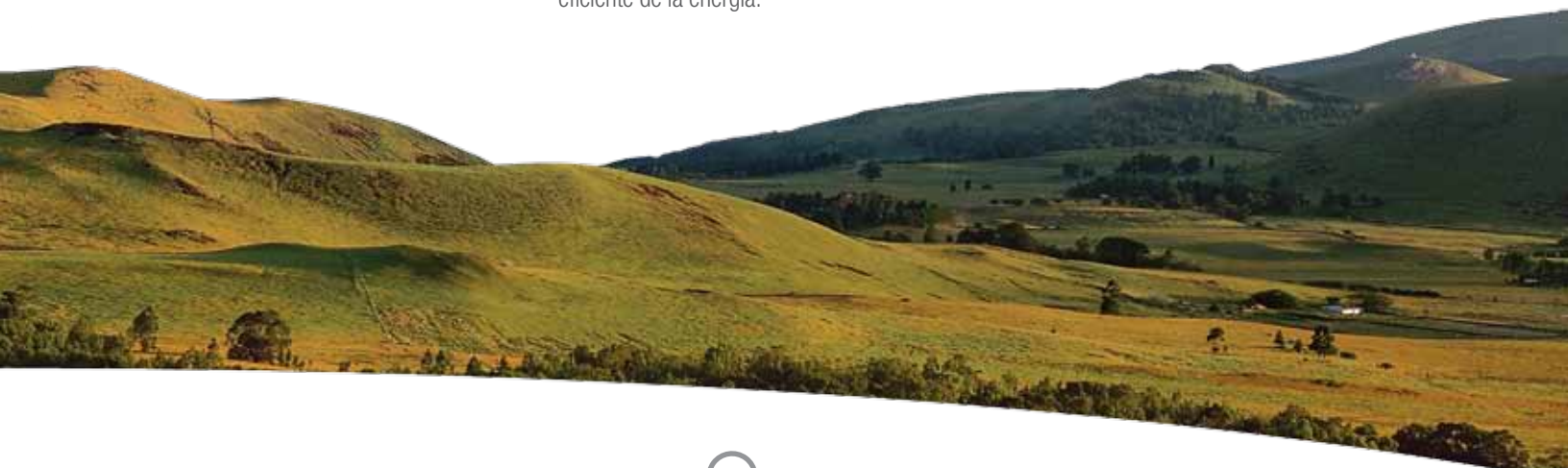
Por segundo año consecutivo CONAFE participa en la campaña solidaria Misión Noche Buena, junto a todas las filiales del Grupo CGE. Esta iniciativa busca ayudar, junto a la Iglesia Católica, a familias de escasos recursos de todo el país. Así, durante el 2010, en CONAFE se logró superar la meta en ambas Gerencias Zonales, reuniendo más de 4.000 cajas navideñas, lo cual fue un importante aporte para alcanzar el objetivo del Grupo CGE: entregar más de 21.000 cenas de navidad a familias de escasos recursos del país.

- **Actividades con la Comunidad**

Durante el 2010, se desarrollaron diversas actividades con la comunidad, donde destaca el aporte anual que entrega CONAFE al Hospital de Niños y Cunas de Viña del Mar, el cual se desarrolla desde 1993 a la fecha.

De la misma manera, en septiembre se llevaron a cabo diversas charlas en establecimientos educacionales de la región en el marco de la campaña "Que la Alegría no se Corte", iniciativa que buscó concientizar a los más pequeños respecto al uso del volantino con el objetivo de evitar accidentes eléctricos.

Además, como todos los años, se efectuaron reuniones con Juntas de Vecinos para escuchar sus inquietudes y entregar información referente a la boleta de consumo y uso eficiente de la energía.







**CONAFE**

GRUPO CGE ●●  
MEMORIA  
2010



# ANTECEDENTES GENERALES DE LA COMPAÑÍA

## IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

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

## Constitución de la Sociedad

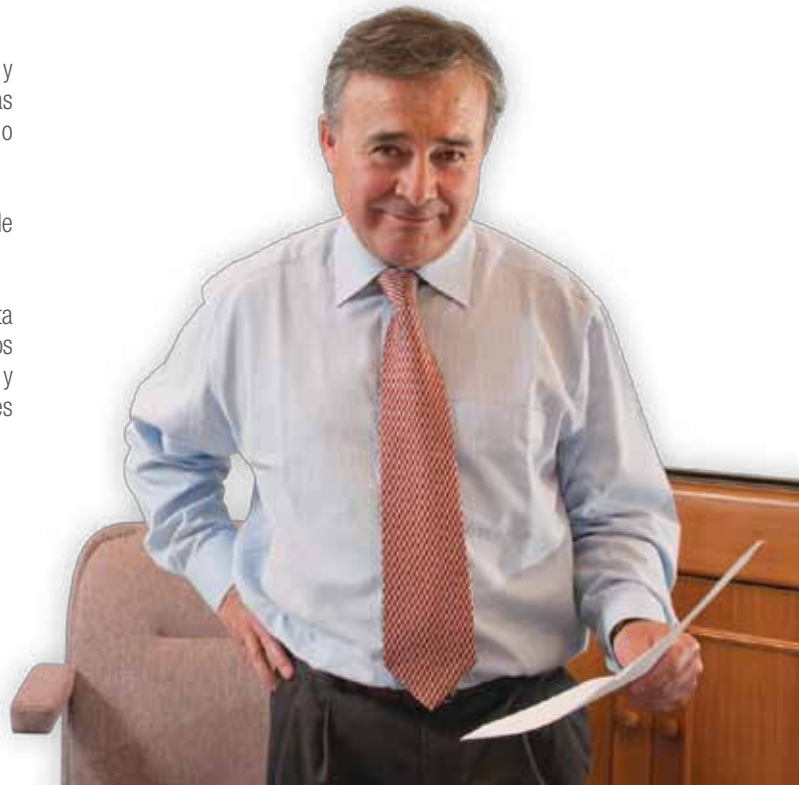
La Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. fue fundada en septiembre de 1945, estableciendo su domicilio legal en la ciudad de Valparaíso, según consta en Escritura Pública otorgada por don Rafael Luis Barahona Stahr, Notario Público de Valparaíso, suplente del titular, don Francisco Subercaseaux 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 27 de enero de 2004, según consta en Escritura Pública de fecha 31 de enero de 2004, otorgada ante el Notario Público de Viña del Mar, don Raúl Farren Paredes.

## 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.  
  
Adicionalmente, en la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el día 17 de diciembre de 2003, se aprobó la ampliación del objeto social de la Sociedad, incorporando los siguientes literales:  
  
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.

## 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, La Higuera, 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, Chañaral de Aceituno, Carrizalillo, Caleta de Chañaral, Punta Colorada Chungungo, Chapilca, Huanta, Horcón, 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.

### 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, 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.

### Provincia de Choapa

Illapel, Canela, Salamanca, Los Vilos, Canela Alta, Canela Baja, Pichidanguí, Arboleda Grande, Caimanes, Carén, Chillepín, 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 Valparaíso

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

Región de Atacama  
Región de Coquimbo

PROVINCIA  
DE ELQUI

**149.219 clientes**

*Elqui / Suministro Convencional*

79.808 clientes - La Serena

69.411 clientes - Coquimbo

**552 clientes**

*Elqui / Suministro Fotovoltaico*

PROVINCIA  
DE CHOAPA

**31.133 clientes**

*Illapel / Suministro Convencional*

**1.062 clientes**

*Illapel / Suministro Fotovoltaico*

Región de Coquimbo  
Región de Valparaíso

PROVINCIA  
DE VALPARAÍSO

**65.469 clientes**

*Viña del Mar / Suministro Convencional*

PROVINCIA  
DE LIMARÍ

**46.108 clientes**

*Ovalle / Suministro Convencional*

**1.108 clientes**

*Ovalle / Suministro Fotovoltaico*

PROVINCIA  
DE PETORCA

**40.340 clientes**

*La Ligua / Suministro Convencional*

**332.269 clientes**

*Suministro Convencional*

**2.722 clientes**

*Suministro Fotovoltaico*

# OFICINAS

## Oficina Central

Ciudad	Dirección	Teléfono	Fax
Viña del Mar	13 Norte 810 - Casilla 21-D	600 500 5050	(32) 2271476

## Oficinas Comerciales Región de Coquimbo

Ciudad	Dirección	Teléfono	Fax
La Serena	B. O'Higgins 290 - Casilla 689	600 500 5050	(51) 332640
La Serena	Prat 562 - Casilla 689	600 500 5050	(51) 332640
La Higuera	Gabriela Mistral 9	600 500 5050	(51) 332640
Vicuña	Chacabuco 549	600 500 5050	(51) 332640
Andacollo	Urmeneta 314	600 500 5050	(51) 332749
Coquimbo	Anibal Pinto 1045 - Casilla 17-D	600 500 5050	(51) 332749
Tongoy	Fundición Norte 173	600 500 5050	(51) 332749
Ovalle	Maestranza 37 - Casilla 9	600 500 5050	(53) 660420
Combarbalá	San Carlos 239	600 500 5050	(53) 660420
Monte Patria	Balmaceda 202	600 500 5050	(53) 660420
Illapel	Av. Ignacio Silva 301 - Casilla 305	600 500 5050	(53) 660325
Salamanca	B. O'Higgins 381	600 500 5050	(53) 660325
Canela Baja	Estanislao Oyarzú 345	600 500 5050	(53) 660325
Los Vilos	Elicura 136	600 500 5050	(53) 660325

## Oficinas Comerciales Región de Valparaíso

Ciudad	Dirección	Teléfono	Fax
La Ligua	Santa Teresa 955 - Casilla 65	600 500 5050	(33) 281715
Cabildo	Zoila Gac 785	600 500 5050	(33) 281715
Petorca	Matriz 340	600 500 5050	(33) 281715
Zapallar	Olegario Ovalle 60	600 500 5050	(33) 281715
Puchuncaví	Santiago Torres 29	600 500 5050	(33) 281715
Viña del Mar	13 Norte 810 - Casilla 21-D	600 500 5050	(32) 2271476
Viña del Mar	Arlegui 1174 - Casilla 21-D	600 500 5050	(32) 2271476

# 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 2020.

A su vez, los principales clientes de la Compañía durante el presente año fueron Minera Las Cenizas, Minera Teck Carmen de Andacollo, ENAMI con su proyecto Delta, Mall Plaza La Serena, Compañía Minera Dayton, 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 2010 está compuesto por 158.571.960 acciones, distribuidas entre 108 accionistas, siendo los doce mayores los siguientes:

Nombre o Razón Social	Nº	%
	Acciones	de la Propiedad
Compañía General de Electricidad S.A.	157.892.793	99,57%
Hornauer López, José	159.272	0,10%
Compañía de Inversiones La Española S.A.	100.204	0,06%
Corredores de Bolsa Santander S.A.	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) es el único controlador de la empresa y posee por sí solo el 99,57% de la propiedad.

A su vez CGE es controlada por un Pacto de Accionistas compuesto por: Grupo Familia Marín, Grupo Almería y Grupo Familia Pérez Cruz, quienes en su conjunto controlan directamente el 53,75% e indirectamente el 11,11%, alcanzando el 64,86% del total de las acciones de esa sociedad.

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

Grupo Familia Marín	Rut	Participación
Constructora de Viviendas Económicas Santa Marta Ltda.	86.911.800-1	6,1789%
Inversiones Hemaco Ltda.	96.647.170-0	4,3734%
Doña María Loreto S.A.	96.721.970-3	3,4317%
Foger Sociedad de Gestión Patrimonial Ltda.	79.685.990-3	3,1840%
Rentas Kurewen S.A.	79.883.900-4	0,9730%
Rentas e Inversiones San Antonio Ltda.	79.944.140-3	0,8105%
El Mayorazgo S.A.	96.803.670-K	0,4595%
Marín y Cía. S.A.	88.079.100-1	0,4577%
Sociedad de Rentas Don Ernesto Ltda.	79.944.150-0	0,4131%
Compañía de Rentas Epulafquén Ltda.	78.802.860-1	0,1510%
Polo Sur Sociedad de Rentas Limitada	79.685.260-7	0,1506%
Sociedad de Rentas Santa Marta	96.721.500-7	0,1460%
Compañía General de Rentas Ltda.	78.777.760-0	0,1443%
Don Guillermo S.A.	96.721.490-6	0,1381%
Sociedad Civil de Rentas Huishue Ltda.	78.511.400-0	0,1368%
Compañía de Rentas Limar Ltda.	77.311.230-4	0,1155%
Marín Jordán, Luis Ignacio	8.541.797-5	0,1119%
Inversiones La Pinta Ltda.	79.685.650-5	0,1049%
Compañía de Rentas Trígal Ltda.	77.309.810-7	0,0965%
Rentas Padua Ltda.	76.005.220-5	0,0954%
Rentas Las Rocas Ltda.	76.005.480-1	0,0937%
Rentas Santa Blanca Ltda.	76.005.420-8	0,0851%
Rentas Kiev Ltda.	76.005.400-3	0,0817%
Rentas San Ramón Ltda.	76.005.360-0	0,0793%
Marín Estévez, Francisco Javier	2.773.387-5	0,0503%
Marín Jordán, José Antonio	8.541.799-1	0,0496%
Correa de Marín, María Luz	2.903.022-7	0,0489%
Rentas Camino Mirasol Ltda.	78.547.560-7	0,0329%
Marín Jordán, Rafael Andrés	8.541.800-9	0,0170%
Marín Jordán, María Elena	8.351.573-2	0,0144%
Marín Jordán, Francisco Javier	8.351.571-6	0,0125%

(Continuación)

Jordán de Marín, Elena	3.010.063-8	0,0106%
Álamos Olivos, María Carolina	10.045.492-0	0,0099%
Marín Correa, María Luz	7.205.867-4	0,0099%
Marín Correa, María Loreto	7.678.119-2	0,0049%
Marín Correa, Marta Eugenia	8.131.765-8	0,0040%
Marín Correa, Guillermo	6.337.692-2	0,0022%
Marín Correa, María Josefina	7.678.118-4	0,0006%
Cerda Costabal, Ximena	11.847.354-K	0,0004%
Hirth Infante, María de Los Ángeles	9.827.021-3	0,0003%

Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en este grupo, son:

- Guillermo Marín Estévez Rut: 2.127.624-3
- Marta Marín Estévez Rut: 2.127.627-8
- María Loreto Marín Estévez Rut: 2.127.632-4
- Francisco Javier Marín Estévez Rut: 2.773.387-5
- Guillermo Marín Correa Rut: 6.337.692-2
- Cristián Marín Correa Rut: 6.337.693-0
- María Luz Marín Correa Rut: 7.205.867-4
- Carlos José Marín Correa Rut: 7.203.992-0
- Jorge Eduardo Marín Correa Rut: 7.639.707-4
- María Loreto Marín Correa Rut: 7.678.119-2
- María Josefina Marín Correa Rut: 7.678.118-4
- Marta Eugenia Marín Correa Rut: 8.131.765-8
- Francisco Javier Marín Jordán Rut: 8.351.571-6
- José Antonio Marín Jordán Rut: 8.541.799-1
- María Elena Marín Jordán Rut: 8.351.573-2
- Rafael Andrés Marín Jordán Rut: 8.541.800-9
- Luis Ignacio Marín Jordán Rut: 8.541.797-5

• **Participación directa Grupo Familia Marín: 22,28%**



Grupo Almería	Rut	Participación
Inversiones Tunquén S.A.	96.607.940-1	5,3300%
Inversiones Quitrilco S.A.	96.607.900-2	4,6925%
Inversiones Almería S.A.	96.565.850-5	4,4435%
Inversiones Los Acacios S.A.	96.597.440-7	3,5128%
Inversiones Alsacia S.A.	96.607.960-6	1,1822%
Inversiones El Quiscal S.A.	96.607.950-9	0,6438%
Inmobiliaria Los Olivos S.A.	95.481.000-3	0,1135%
Inversiones Lesonia Ltda.	77.106.760-3	0,0855%
Hornauer López, Juan	2.803.740-6	0,0821%
Heinsen Widow, Gabrielle Margarita	2.425.161-6	0,0754%
Inversiones Caucura Ltda.	77.106.780-8	0,0743%
Hornauer Olivares, Camilo	10.063.136-9	0,0541%
Hornauer Olivares, Carolina	9.051.177-7	0,0538%
Rentas Inverland Ltda.	76.255.610-3	0,0481%
Hornauer López, José	1.294.847-6	0,0425%
Rentas Talcán Ltda.	76.255.630-8	0,0388%

(Continuación)

Rentas Entén Ltda.	76.255.750-9	0,0356%
Rentas Inverplus Ltda.	76.255.680-4	0,0305%
Inversiones Bosques de Montemar Ltda.	77.462.460-0	0,0253%
Rentas Coliumo Ltda.	76.255.660-K	0,0201%
Hornauer Herrmann, Carlos Manuel	6.561.811-7	0,0187%
Inversiones Ebro Ltda.	77.562.240-7	0,0149%
Herrmann Hugo, Rosemarie	3.124.505-2	0,0141%
Inversiones EDR Ltda.	77.211.900-3	0,0140%
Ewertz Harmsen, Pamela Isabel Francisca	4.562.119-7	0,0106%
Hughes Montealegre, Doreen Vivian	6.116.003-5	0,0104%
Vaccari Giraud, Brunella A.	6.792.980-2	0,0090%
Muñoz Haag, Gabriela de Los Ángeles	7.088.905-6	0,0089%
Inversiones AMRA Ltda.	77.211.890-2	0,0061%
Reitz Aguirre, Eduardo	5.119.300-8	0,0023%
Hornauer Herrmann, José Luis	5.771.955-9	0,0020%
Neuweiler Heinsen, Sandra María	8.576.643-0	0,0015%
Inversiones Pau Ltda.	78.890.460-6	0,0008%
Reitz Lagazio, Juan Carlos	13.427.523-5	0,0005%
Aspillaga Urenda, Luis	5.308.039-1	0,0004%
Neuweiler Nahmias, Catalina	18.584.546-K	0,0004%
Neuweiler Nahmias, Matías	19.151.321-5	0,0004%
Reitz Lagazio, Eduardo	12.623.104-0	0,0003%
Reitz Lagazio, Jessica	12.448.022-1	0,0003%
Inmobiliaria e Inversiones Los Liliun Ltda.	77.068.150-2	0,0003%
Reitz Riveaud, Daria Ekaterina	13.335.718-1	0,0003%
Aspillaga Goudie, Rodrigo	12.022.555-3	0,0003%
Ausset Reitz, Nicole Daniela	15.098.805-5	0,0003%
Reitz Aguirre, Fernando	7.224.459-1	0,0003%
Reitz Lobo, Felipe Tomás	17.120.288-4	0,0003%
Reitz Lobo, María Fernanda	17.996.565-8	0,0003%
Reitz Lobo, Nicolás Fernando	16.302.985-5	0,0003%
Aspillaga Urenda, María Cristina	7.715.865-0	0,0002%
Ausset Reitz, Pedro Pablo	13.852.030-7	0,0001%
Idiaquez Reitz, Ignacio Javier	17.993.600-3	0,0001%
Aspillaga Favier, Luis	674.834-1	0,0001%
Inversiones L A U Ltda.	77.095.060-0	0,0001%
Reitz Riveaud, Martín Alexander	8.547.689-0	0,0000%
Aspillaga Goudie, Pablo Andrés	12.022.554-5	0,0000%

Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en este grupo, son:

• José Hornauer López	Rut: 1.294.847-6
• Eduardo Reitz Aguirre	Rut: 5.119.300- 8
• Ingrid Reitz Aguirre	Rut: 6.967.046-6
• Ana María Reitz Aguirre	Rut: 5.645.946-4
• Jorge Neuweiler Tognarelli	Rut: 1.795.635-3
• Juan Hornauer López	Rut: 2.803.740-6
• José Luis Hornauer Herrmann	Rut: 5.771.955-9
• Ricardo Hornauer Herrmann	Rut: 6.561.810-9
• Carlos Hornauer Herrmann	Rut: 6.561.811-7
• Patricio Hornauer Herrmann	Rut: 6.561.812-5
• Claudio Hornauer Herrmann	Rut: 6.900.325-7
• Cristian Neuweiler Heinsen	Rut: 6.562.488-5
• Pablo Neuweiler Heinsen	Rut: 7.715.873-1
• Karin Neuweiler Heinsen	Rut: 6.523.145-K
• Sandra Neuweiler Heinsen	Rut: 8.576.643-0
• Luis Aspillaga Urenda	Rut: 5.308.039-1
• Luis Aspillaga Favier	Rut: 674.834-1
• Patricia Aspillaga Urenda	Rut: 5.361.233-4

• **Participación directa Grupo Almería: 20,70%**

Grupo Familia Pérez Cruz	Rut	Participación
Inmobiliaria Liguai S.A.	96.656.700-7	2,7508%
Inversiones Apalta S.A.	96.616.050-0	1,9957%
Inversiones El Maqui Ltda.	79.992.140-5	1,3587%
Inmobiliaria Lomas de Quelén S.A.	96.722.800-1	1,2700%
Cruz de Pérez, Mariana	2.288.980-K	0,3442%
Pérez Cruz, Carmen Gloria	7.746.964-8	0,2618%
Pérez Cruz, Mariana	5.711.224-7	0,2584%
Pérez Cruz, Ximena	8.123.872-3	0,2581%
Pérez Cruz, José Tomás	8.639.020-5	0,2573%
Pérez Cruz, Matías	8.649.794-8	0,2573%
Pérez Cruz, Pablo José	6.441.732-0	0,2573%
Pérez Cruz, Ana María	5.711.299-9	0,2573%
Pérez Cruz, Andrés	7.561.860-3	0,2573%
Pérez Cruz, Bernardita	5.711.247-6	0,2573%
Pérez Zañartu, María Luisa	2.306.903-2	0,2175%
Respaldiza Bilbao, Loreto	7.027.518-K	0,0427%
Fundación Osvaldo Pérez Valdés y María Luisa	71.599.300-7	0,0413%

(Continuación)

Punta Luján Inversiones Ltda.	76.647.650-3	0,0285%
Las Trancas Inversiones S.A.	76.736.890-9	0,0277%
Quillaico Inversiones Ltda.	76.809.620-1	0,0277%
Invener S.A.	76.656.280-9	0,0269%
El Ajjal Inversiones Ltda.	76.854.880-3	0,0263%
Manantiales Inversiones Ltda.	76.810.330-5	0,0263%
Rompeolas Inversiones Ltda.	76.807.570-0	0,0263%
Toltén Inversiones Ltda.	76.810.000-4	0,0263%
Pérez Zañartu, Ana María	2.128.879-9	0,0205%
Subercaseaux Pérez, María Luisa	8.794.078-0	0,0129%
Subercaseaux Pérez, Mariana	8.812.948-2	0,0129%
Subercaseaux Pérez, Josefina	13.924.891-0	0,0129%
Subercaseaux Pérez, Trinidad	9.907.931-2	0,0129%
García-Huidobro González, María Angélica	6.067.785-9	0,0101%
Camus Pérez, Juan José	15.638.998-6	0,0073%
Del Solar Concha, Rodrigo	5.711.379-0	0,0073%
Camus Pérez, Cristián Andrés	14.614.588-4	0,0072%
Camus Pérez, Felipe	18.024.995-8	0,0072%
Camus Pérez, María Ignacia	19.247.229-6	0,0072%
Cousiño Prieto, Ximena	10.335.744-6	0,0065%
Pérez Respaldiza, María Loreto	15.640.936-7	0,0051%
Pérez Zañartu, José Luis	2.128.878-0	0,0050%
Pérez Respaldiza, Cristobal José	17.701.206-8	0,0050%
Pérez Respaldiza, José Francisco	16.610.956-6	0,0050%
Pérez Respaldiza, Pablo Andrés	16.096.127-9	0,0050%
Pérez Respaldiza, Santiago	19.243.108-5	0,0050%
Pérez Respaldiza, Sofía del Carmen	19.638.868-0	0,0050%
Inversiones San José de Los Lagos S.A.	96.754.870-7	0,0044%
Pérez Cousiño, Gonzalo	21.058.937-6	0,0032%
Pérez Cousiño, José Manuel	20.472.395-8	0,0032%
Pérez Cousiño, María Elisa	19.961.007-4	0,0032%
Pérez Cousiño, Martín	19.669.745-4	0,0032%
Pérez Cousiño, Matías	18.768.433-1	0,0032%
Pérez Cousiño, Maximiliano	19.242.959-5	0,0032%
Pérez Cousiño, Ximena	21.575.980-6	0,0032%
Paiva Casali, Raúl	1.890.820-4	0,0029%



(Continuación)

Camus Valverde, Cristián	6.067.352-7	0,0025%
Romussi Pérez, Juan Pablo	17.957.553-1	0,0016%
Romussi Pérez, Valentina	17.264.485-6	0,0016%
Romussi Pérez, Jorge Andrés	16.662.201-8	0,0016%
Del Solar Pérez, Ana María	9.911.702-8	0,0013%
Del Solar Pérez, Ignacio	18.018.297-7	0,0013%
Del Solar Pérez, Magdalena	15.960.175-7	0,0013%
Del Solar Pérez, Nicolás	15.322.308-4	0,0013%
Del Solar Pérez, Rodrigo	9.911.781-8	0,0013%
Haeussler Pérez, Carlos José	14.119.972-2	0,0010%
Haeussler Pérez, Catalina	16.098.629-8	0,0010%
Haeussler Pérez, Diego José	18.019.794-K	0,0010%
Haeussler Pérez, Macarena	18.933.208-4	0,0010%
Haeussler Pérez, Martín	15.643.157-5	0,0010%
Haeussler Pérez, Raimundo	19.639.860-0	0,0010%
Haeussler Pérez, Ximena Aurora	13.549.980-3	0,0010%
Sucesion Pérez Zañartu Clemente	23.085-5	0,0003%



Los principales socios directos e indirectos de las personas jurídicas mencionadas en este grupo, son:

- |                            |                  |
|----------------------------|------------------|
| • Mariana Cruz de Pérez    | Rut: 2.288.980-K |
| • Pablo José Pérez Cruz    | Rut: 6.411.732-0 |
| • Ana María Pérez Cruz     | Rut: 5.711.299-9 |
| • Andrés Pérez Cruz        | Rut: 7.561.860-3 |
| • Bernardita Pérez Cruz    | Rut: 5.711.247-6 |
| • Carmen Gloria Pérez Cruz | Rut: 7.746.964-8 |
| • María Loreto Pérez Cruz  | Rut: 5.711.316-2 |
| • José Tomás Pérez Cruz    | Rut: 8.639.020-5 |
| • Mariana Pérez Cruz       | Rut: 5.711.224-7 |
| • Matías Pérez Cruz        | Rut: 8.649.794-8 |
| • Ximena Pérez Cruz        | Rut: 8.123.872-3 |

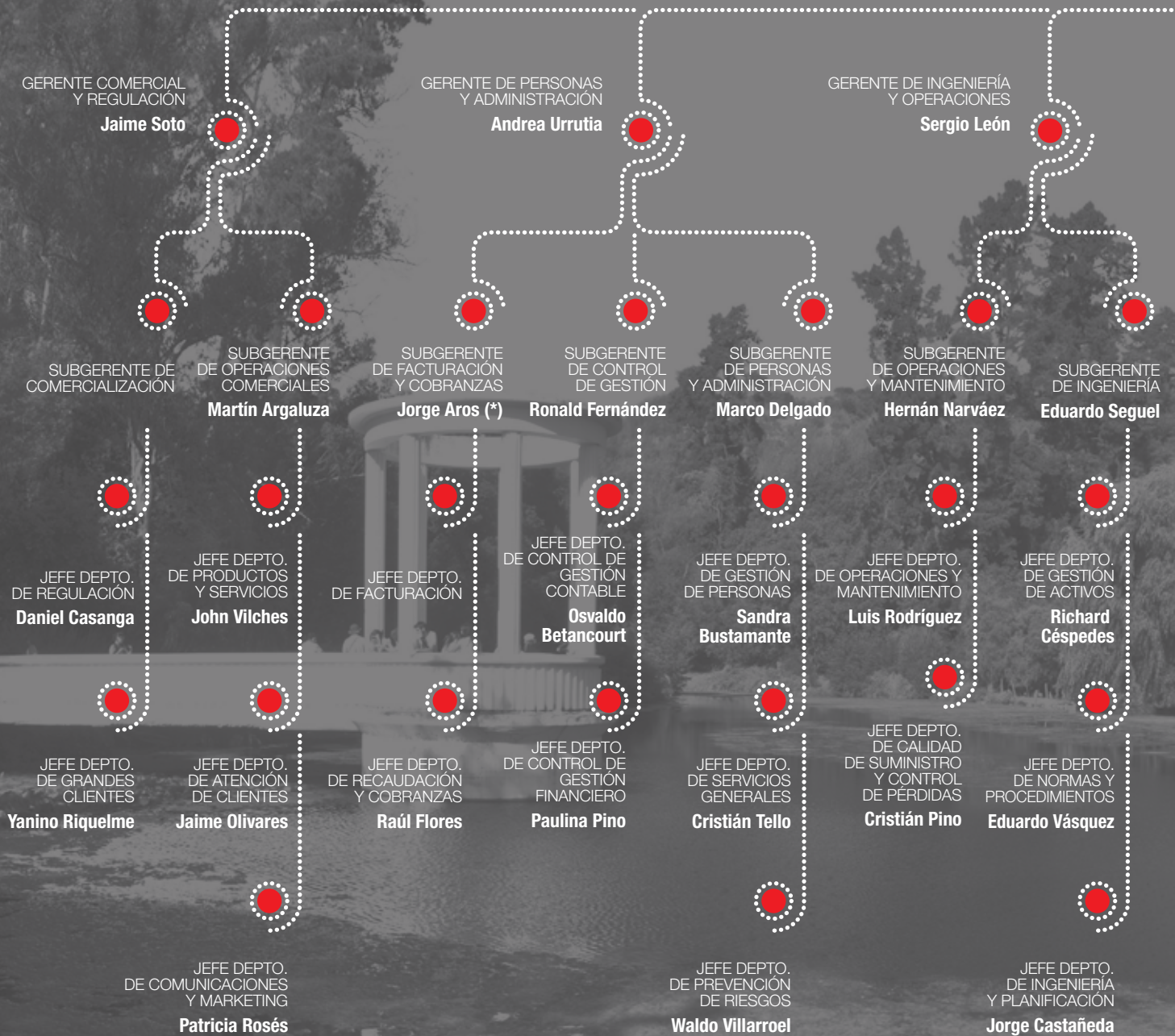
- **Participación directa Grupo Familia Pérez Cruz: 10,77%**

## TRANSACCIONES DE ACCIONES

Durante el Ejercicio 2010 no se realizaron transacciones de acciones.



# ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL



(\*) A partir del 1 de febrero de 2011

GERENTE GENERAL  
**Rodrigo Vidal**

GERENTE ZONAL IV  
**José Ignacio Alliende**

GERENTE ZONAL V  
**Juan José Ledermann**

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**

ADMINISTRADOR  
ELQUI  
**Américo Giovine**

ADMINISTRADOR  
VIÑA DEL MAR  
**Armando Pérez**

ADMINISTRADOR  
OVALLE  
**Roberto Navia**

ADMINISTRADOR  
LA LIGUA  
**Gustavo Guzmán**

ADMINISTRADOR  
ILLAPEL  
**Marcelo Zavala**

# REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

## Remuneración del Directorio

Durante el Ejercicio, la remuneración percibida por el Directorio por concepto de participación de utilidades, ascendió a M\$80.966, correspondiendo M\$26.990 a don José Luis Hornauer Herrmann; M\$13.494 a don Francisco Marín Jordán; M\$13.494 a don Cristián Neuweiler Heinsen; M\$13.494 a don Rafael Marín Jordán y M\$13.494 a don Andrés Pérez Cruz.

Por asistencia a sesiones, percibieron una dieta de M\$17.794 don José Luis Hornauer Herrmann; M\$8.897 don Francisco Marín Jordán; M\$8.256 don Pablo Guarda Barros; M\$8.268 don Gonzalo Rodríguez Vives; M\$2.514 don Cristián Neuweiler Heinsen; M\$6.383 don Pablo Neuweiler Heinsen; M\$8.897 don Rafael Marín Jordán y M\$8.253 don Andrés Pérez Cruz.

Las remuneraciones y dietas de los Directores se pagaron según lo acordado en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 13 de abril de 2010.

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 2010 ascendió a M\$1.429.415, de los cuales M\$1.076.948 correspondieron a remuneración fija, M\$205.046 a remuneración variable, M\$136.787 a beneficios post empleo y M\$10.634 a otros beneficios. 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

Nombre	Cargo	RUT	Firma
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\$5.131.483**  
**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

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

## Administración

<b>Gerente General:</b>	José Ignacio Alliende González
<b>Gerente de Operaciones:</b>	Roberto Navía 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: 1,8%

## Relaciones Comerciales con CONAFE

Las relaciones comerciales, durante el Ejercicio 2010 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 2010 alcanzaron a 42,8 GWh, siendo 13,5% las pérdidas de energía eléctrica de los sistemas de distribución.

Al 31 de diciembre de 2010 el número de clientes alcanzó a 11.309.

## Resultados

El resultado del Ejercicio alcanzó una utilidad de M\$187.640, mejorando la pérdida alcanzada en el año anterior. Esto significó un abono en resultados de CONAFE de M\$187.452.

Durante el Ejercicio 2010, la Sociedad repartió dividendo definitivo N°2 de \$56.293 por acción con cargo a las utilidades del Ejercicio 2010 el cual se pagó con fecha 13 de julio de 2010.



**CONAFE**

GRUPO CGE ●●  
MEMORIA  
2010



# 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 2010 y 31 de diciembre de 2009  
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Activos	Nota	31/12/2010	31/12/2009
		M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	2.920.553	3.748.826
Otros activos no financieros	11	568.273	357.437
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	7	67.364.428	35.831.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	324.407	633.973
Inventarios	9	891.894	1.174.534
Activos por impuestos	10	6.278.459	3.449.166
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>78.348.014</b>	<b>45.195.460</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos no financieros	11	8.280	8.280
Derechos por cobrar	7	2.030.353	1.400.994
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	0	26.406
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.925.782	1.930.740
Plusvalía	14	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo	15	107.092.741	96.723.510
Activos por impuestos diferidos	16	7.453.726	9.341.270
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>217.571.616</b>	<b>208.491.934</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>

## Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

# Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados

Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009  
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Patrimonio Neto y Pasivos	Nota	31/12/2010	31/12/2009
		M\$	M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros	17	4.030.533	3.801.860
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	21.979.384	18.379.580
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	34.960.531	7.631.627
Otras provisiones	19	1.923.791	1.132.672
Provisiones por beneficios a los empleados	20	199.482	10.677
Otros pasivos no financieros	21	677.328	649.646
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>63.771.049</b>	<b>31.606.062</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros	17	61.736.752	59.096.475
Otras provisiones	19	392.516	544.120
Pasivo por impuestos diferidos	16	482.668	258.146
Provisiones por beneficios a los empleados	20	2.512.122	6.154.192
Otros pasivos no financieros	21	3.104.210	0
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>68.228.268</b>	<b>66.052.933</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>131.999.317</b>	<b>97.658.995</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital emitido	22	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	19.560.146	20.803.310
Otras reservas	22	22.754.476	13.621.442
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>163.914.253</b>	<b>156.024.383</b>
Participaciones no controladoras	22	6.060	4.016
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>163.920.313</b>	<b>156.028.399</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>

## Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

# Estados Consolidados de Resultados por Función

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

Estado de Resultados por Función	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	23	157.425.889	157.882.622
Costo de ventas	24	(134.632.753)	(141.020.889)
<b>GANANCIA BRUTA</b>		<b>22.793.136</b>	<b>16.861.733</b>
Otros ingresos, por función	23	1.858.205	3.543.969
Gasto de administración	24	(18.085.872)	(12.247.729)
Otros gastos, por función	24	(236.658)	(958.450)
Otras ganancias (pérdidas)	24	(2.698.367)	(349.044)
Ingresos financieros	25	564.763	3.278.760
Costos financieros	25	(4.209.175)	(3.666.562)
Resultados por unidades de reajuste	25	(1.697.214)	1.627.735
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO</b>		<b>(1.711.182)</b>	<b>8.090.412</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	26	(12.986)	(892.885)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		(1.724.359)	7.197.339
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		191	188
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>
<b>GANANCIAS POR ACCIÓN</b>			
<b>GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA (\$ POR ACCIÓN)</b>			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	27	(10,87)	45,39
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN BÁSICA</b>		<b>(10,87)</b>	<b>45,39</b>

## Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y Subsidiaria

# Estados Consolidados de Resultado Integral

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.  
(Expresado en miles de pesos (M\$))

Estado de Resultados Integral	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>			
<b>COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	22	254.697	(479.923)
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, COBERTURAS DEL FLUJO DE EFECTIVO</b>		<b>254.697</b>	<b>(479.923)</b>
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, GANANCIAS (PÉRDIDAS) POR REVALUACIÓN</b>	<b>22</b>	<b>12.454.121</b>	<b>0</b>
<b>OTROS COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>12.708.818</b>	<b>(479.923)</b>
<b>IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	22	(39.920)	81.587
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	22	(2.141.511)	0
<b>SUMA DE IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELACIONADOS CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>(2.181.431)</b>	<b>81.587</b>
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>10.527.387</b>	<b>(398.336)</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>8.803.219</b>	<b>6.799.191</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		8.801.659	6.799.003
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas		1.560	188
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>8.803.219</b>	<b>6.799.191</b>



## 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\$	
<b>SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2010</b>	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
<b>CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>									
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
<b>TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>	<b>0</b>	<b>8.918.257</b>	<b>214.777</b>	<b>0</b>	<b>9.133.034</b>	<b>(1.243.164)</b>	<b>7.889.870</b>	<b>2.044</b>	<b>7.891.914</b>
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2010</b>	<b>121.599.631</b>	<b>32.875.930</b>	<b>(183.559)</b>	<b>(9.937.895)</b>	<b>22.754.476</b>	<b>19.560.146</b>	<b>163.914.253</b>	<b>6.060</b>	<b>163.920.313</b>

## 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\$
<b>SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2009</b>	121.599.631	31.262.908	0	(9.937.895)	21.325.013	11.769.438	154.694.082	4.428	154.698.510
<b>CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>									
Resultado integral									
Ganancia (pérdida)						7.197.339	7.197.339	188	7.197.527
Otro resultado integral		0	(398.336)	0	(398.336)		(398.336)	0	(398.336)
Resultado integral							6.799.003	188	6.799.191
Dividendos						(5.083.852)	(5.083.852)		(5.083.852)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	0	(7.305.235)	0	0	(7.305.235)	6.920.385	(384.850)	(600)	(385.450)
<b>TOTAL DE CAMBIOS EN PATRIMONIO</b>	<b>0</b>	<b>(7.305.235)</b>	<b>(398.336)</b>	<b>0</b>	<b>(7.703.571)</b>	<b>9.033.872</b>	<b>1.330.301</b>	<b>(412)</b>	<b>1.329.889</b>
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2009</b>	<b>121.599.631</b>	<b>23.957.673</b>	<b>(398.336)</b>	<b>(9.937.895)</b>	<b>13.621.442</b>	<b>20.803.310</b>	<b>156.024.383</b>	<b>4.016</b>	<b>156.028.399</b>

## 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 2010 y 2009  
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Estado de Flujo de Efectivo Directo	del	01/01/2010	01/01/2009
	al	31/12/2010	31/12/2009
	Nota	M\$	M\$
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>			
<b>CLASES DE COBROS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		161.214.989	190.678.969
<b>CLASES DE PAGOS</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(168.973.276)	(162.441.040)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(7.652.090)	(8.655.968)
<b>OTROS COBROS Y PAGOS DE OPERACIÓN</b>			
Dividendos recibidos		0	3.364
Intereses pagados		(3.419.030)	(1.582.471)
Intereses recibidos		0	1.243.582
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(1.277.265)	(1.145.329)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(5.124.567)	(4.784.310)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>		<b>(25.231.239)</b>	<b>13.316.797</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Préstamos a entidades relacionadas		0	(51.938)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		811.373	4.670.174
Compras de propiedades, planta y equipo		(3.859.881)	(5.589.258)
Otras entradas (salidas) de efectivo		0	(190.621)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		<b>(3.048.508)</b>	<b>(1.161.643)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>			

<b>ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo		5.000.000	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo		5.682.460	8.821.856
<b>TOTAL IMPORTES PROCEDENTES DE PRÉSTAMOS</b>		<b>10.682.460</b>	<b>8.821.856</b>
Préstamos de entidades relacionadas		298.575.142	155.128.200
Pagos de préstamos		(9.450.787)	(13.823.299)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(271.444.156)	(156.404.429)
Dividendos pagados		(911.185)	(5.081.444)
<b>FLUJOS DE EFECTIVO NETOS PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>		<b>27.451.474</b>	<b>(11.359.116)</b>
<b>INCREMENTO NETO (DISMINUCIÓN) EN EL EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ANTES DEL EFECTO DE LOS CAMBIOS EN LA TASA DE CAMBIOS</b>		<b>(828.273)</b>	<b>796.038</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		3.748.826	2.952.788
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO</b>	<b>5</b>	<b>2.920.553</b>	<b>3.748.826</b>



**PricewaterhouseCoopers**  
RUT: 81.513.400-1  
Santiago – Chile  
Av. Andrés Bello 2711 – Pisos 2, 3, 4 y 5  
Las Condes  
Teléfono: (56) (2) 940 0000  
[www.pwc.cl](http://www.pwc.cl)

## INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES


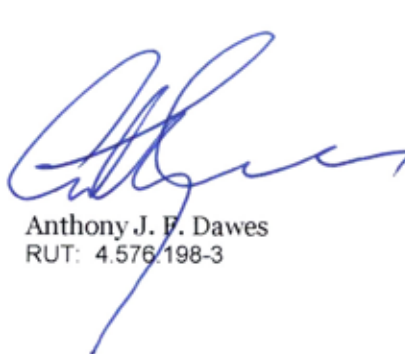
Santiago, 24 de febrero de 2011

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

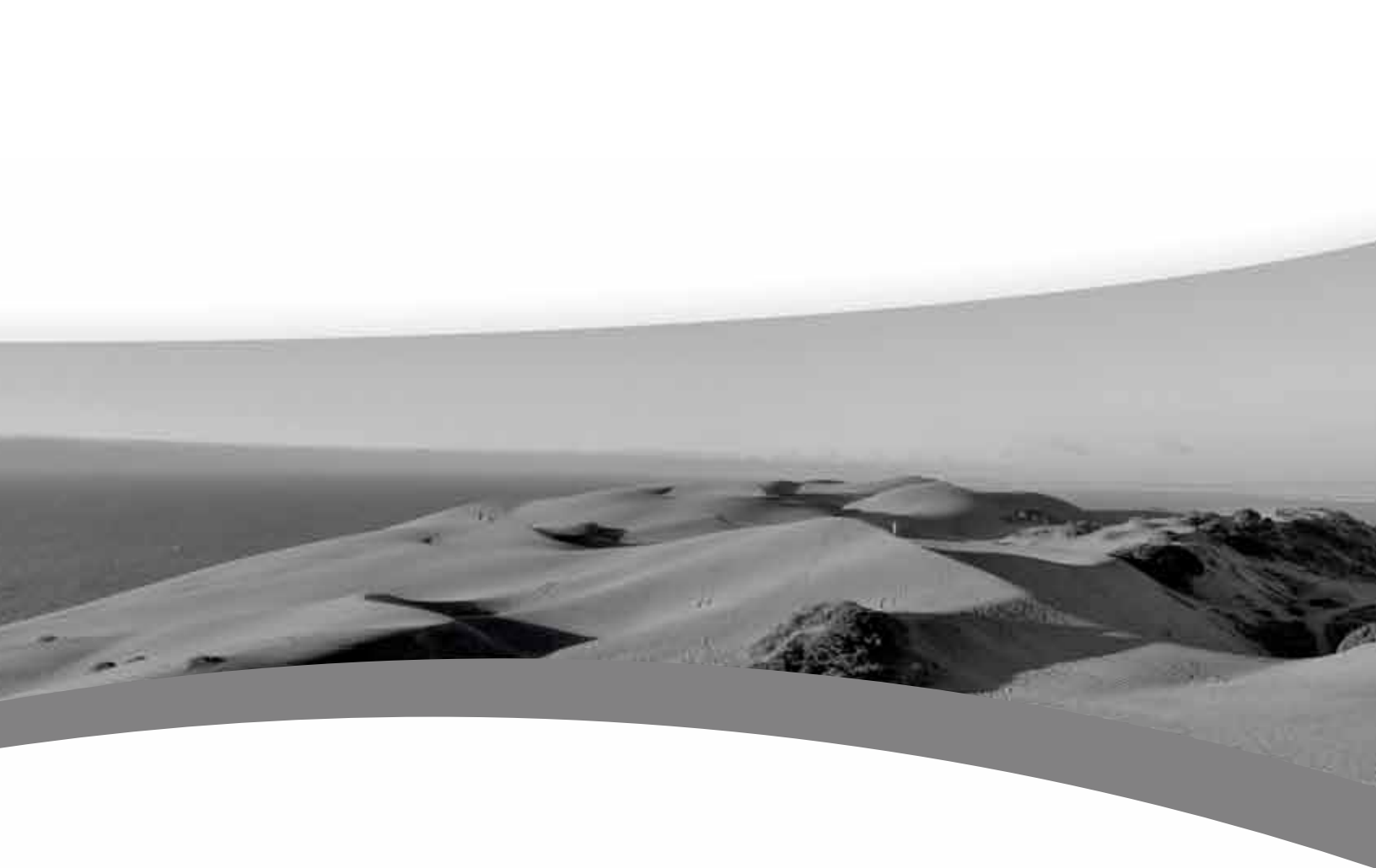
Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria al 31 de diciembre de 2010 y 2009, y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, y a sus correspondientes notas, las cuales no se incluyen en este informe. En nuestro informe de fecha 24 de febrero de 2011 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



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 2010 y 31 de diciembre de 2009  
(expresado en miles de pesos chilenos (M\$))

Activos	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Activos corrientes	2.098.545	2.028.088
Activos no corrientes	4.202.618	2.730.452
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.301.163</b>	<b>4.758.540</b>

Patrimonio Neto y Pasivos	31/12/2010	31/12/2009
	M\$	M\$
Pasivos corrientes	877.303	1.061.406
Pasivos no corrientes	292.377	68.004
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.169.680</b>	<b>1.129.410</b>
Patrimonio	5.131.483	3.629.130
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>6.301.163</b>	<b>4.758.540</b>

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

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

Estado de Resultados por Función	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
<b>GANANCIA BRUTA</b>	<b>511.531</b>	<b>571.712</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO</b>	<b>161.925</b>	<b>263.100</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	29.047	(75.460)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>190.972</b>	<b>187.640</b>
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) ATRIBUIBLE A</b>		
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	190.972	187.640
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>190.972</b>	<b>187.640</b>
<b>GANANCIAS POR ACCIÓN</b>		
<b>GANANCIA POR ACCIÓN BÁSICA Y DILUIDA (\$ POR ACCIÓN)</b>		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	190.972	187.640
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones descontinuadas	0	0
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN BÁSICA</b>	<b>190.972</b>	<b>187.640</b>



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

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

Estado de Resultados Integral	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>190.972</b>	<b>187.640</b>
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS, GANANCIAS (PÉRDIDAS) POR REVALUACIÓN</b>	<b>1.649.003</b>	<b>0</b>
<b>OTROS COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL, ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>1.649.003</b>	<b>0</b>
<b>IMPUESTO A LAS GANANCIAS RELACIONADO CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>		
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral	(280.330)	0
<b>SUMA DE IMPUESTOS A LAS GANANCIAS RELACIONADOS CON COMPONENTES DE OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>(280.330)</b>	<b>0</b>
<b>OTRO RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>1.368.673</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>1.559.645</b>	<b>187.640</b>
<b>RESULTADO INTEGRAL ATRIBUIBLE A</b>		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	1.559.645	187.640
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>	<b>1.559.645</b>	<b>187.640</b>

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

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	Patrimonio total
		Superavit de revaluación	Otras reservas	Total reservas			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2010</b>	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
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2010</b>	3.494.864	1.666.550	(285.622)	1.380.928	255.691	5.131.483	5.131.483

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\$
<b>SALDO INICIAL PERÍODO ACTUAL 01/01/2009</b>	3.494.864	315.282	(285.622)	29.660	(26.741)	3.497.783	3.497.783
Saldo inicial reexpresado	3.494.864	315.282	(285.622)	29.660	(26.741)	3.497.783	3.497.783
Cambios en Patrimonio	0	(8.785)	0	(8.785)	140.132	131.347	131.347
<b>SALDO FINAL PERÍODO ACTUAL 31/12/2009</b>	3.494.864	306.497	(285.622)	20.875	113.391	3.629.130	3.629.130

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

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

Estado de Flujo de Efectivo Directo	01/01/2010 31/12/2010	01/01/2009 31/12/2009
	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	95.921	453.009
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(210.151)	(40.475)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(56.293)	(241.088)
<b>INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO</b>	<b>(170.523)</b>	<b>171.446</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	222.650	51.204
<b>EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO</b>	<b>52.127</b>	<b>222.650</b>



**Diseño y Producción**

DÍNAMO

**Fotografía**

ARCHIVO FOTOGRÁFICO CGE

DÍNAMO

**Impresión**

FYRMA GRÁFICA



GRUPO CGE •••  
MEMORIA 2010

---

**CONAFE**

---



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

**ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS**

**(Expresados en miles de pesos chilenos)  
Correspondientes al ejercicio terminado  
al 31 de diciembre de 2010 y 2009**

**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
	ESTADOS CONSOLIDADOS 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 .....	14
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
2.4.-	Bases de consolidación.....	18
2.5.-	Entidades subsidiarias. ....	19
2.6.-	Transacciones en moneda extranjera. ....	19
2.7.-	Información financiera por segmentos operativos.....	20
2.8.-	Propiedades, plantas y equipos.....	20
2.9.-	Activos intangibles.....	22
2.10.-	Costos por intereses.....	23
2.11.-	Pérdidas por deterioro del valor de los activos no financieros.....	23
2.12.-	Activos financieros. ....	24
2.13.-	Instrumentos financieros derivados y actividad de cobertura.....	26
2.14.-	Inventarios.....	27
2.15.-	Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.....	28
2.16.-	Efectivo y equivalentes al efectivo.....	28
2.17.-	Capital social.....	28
2.18.-	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar. ....	28



2.19.-	Préstamos y otros pasivos financieros. ....	29
2.20.-	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos. ....	29
2.21.-	Beneficios a los empleados. ....	29
2.22.-	Provisiones. ....	31
2.23.-	Subvenciones estatales. ....	31
2.24.-	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes. ....	31
2.25.-	Reconocimiento de ingresos. ....	32
2.26.-	Arrendamientos. ....	32
2.27.-	Contratos de construcción. ....	33
2.28.-	Distribución de dividendos. ....	33
3.-	POLITICA DE GESTION DE RIESGOS. ....	33
3.1.-	Antecedentes: Descripción del mercado donde opera la Compañía. ....	34
3.2.-	Riesgo financiero. ....	38
3.3.-	Control interno. ....	43
4.-	ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRITICOS DE LA ADMINISTRACIÓN. ....	44
4.1.-	Estimación del deterioro de la plusvalía comprada. ....	44
4.2.-	Beneficios por Indemnizaciones por cese pactadas (PIAS) y premios por antigüedad. ....	44
4.3.-	Tasaciones de propiedad, plantas y equipos. ....	44
5.-	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO. ....	45
6.-	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS. ....	45
6.1.-	Activos y pasivos de cobertura. ....	45
6.2.-	Jerarquías del valor razonable. ....	46
7.-	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR. ....	47
8.-	CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS. ....	50
8.1.-	Saldos y transacciones con entidades relacionadas. ....	51
8.2.-	Directorio y Gerencia de la Sociedad. ....	55
9.-	INVENTARIOS. ....	56
10.-	ACTIVOS, PASIVOS POR IMPUESTOS. ....	57
11.-	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS. ....	57
12.-	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL METODO DE LA PARTICIPACION. ....	58
12.1.-	Inversiones en subsidiarias. ....	58
13.-	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTO DE LA PLUSVALIA. ....	60

13.1	Composición y movimientos de los activos intangibles.....	60
13.2	Activos intangibles con vida útil indefinida.....	63
14.-	PLUSVALIA.....	63
14.1.-	Prueba de deterioro de la plusvalía comprada y otros activos intangibles de vida útil indefinida.....	64
15.-	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS.....	64
15.1.-	Vidas útiles.....	64
15.2.-	Detalle de los rubros.....	65
15.3.-	Reconciliación de cambios en propiedades, plantas y equipos.....	67
15.4.-	Política de inversiones en propiedades, plantas y equipos.....	69
15.5.-	Información adicional sobre propiedades, plantas y equipos.....	69
15.6.-	Información a considerar sobre los activos revaluados.....	69
16.-	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	71
16.1.-	Activos por impuestos diferidos.....	71
16.2.-	Pasivos por impuestos diferidos.....	71
16.3.-	Movimientos de impuesto diferido del estado de situación financiera.....	72
16.4.-	Compensación de partidas.....	73
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 POR PAGAR 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
21.1.- Ingresos diferidos.....	82
21.2.- Contratos de construcción.....	83
22.- PATRIMONIO NETO.....	84
22.1.- Capital suscrito y pagado.....	84
22.2.- Número de acciones suscritas y pagadas.....	84
22.3.- Política de dividendos.....	84
22.4.- Dividendos.....	84
22.5.- Otras reservas.....	85
22.6.- Participaciones no controladoras.....	86
22.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.....	86
22.8.- Reconciliación del movimiento en reservas de los otros resultados integrales.....	86
23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.....	87
23.1.- Ingresos ordinarios.....	87
23.2.- Otros ingresos, por función.....	88
24.- COMPOSICIÓN DE RESULTADOS RELEVANTES.....	88
24.1.- Gastos por naturaleza.....	88
24.2.- Gastos de personal.....	89
24.3.- Depreciación y amortización.....	89
24.4.- Otras Ganancias (Pérdidas).....	90
25.- RESULTADO FINANCIERO.....	90
26.- GASTO POR IMPUESTOS A LAS GANANCIAS.....	91
26.1.- Efecto en resultados por impuestos a las ganancias.....	91
26.2.- Localización del efecto en resultados por impuestos a las ganancias.....	91
26.3.- Conciliación entre el resultado por impuestos a las ganancias contabilizado y la tasa efectiva.....	92
26.4.- Efecto en otros resultados integrales por impuestos a las ganancias.....	92
27.- GANANCIAS POR ACCION.....	93
28.- INFORMACION POR SEGMENTO.....	93
28.1.- Criterios de segmentación.....	93
28.2.- Cuadros patrimoniales.....	94
28.3.- Cuadros de resultados.....	96

29.-	EFFECTOS DE LAS VARIACIONES EN LAS TASAS DE CAMBIO DE LA MONEDA EXTRANJERA. ....	97
29.1.-	Resumen sobre efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera.	97
29.2.-	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos corrientes. ....	98
29.3.-	Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera, pasivos no corrientes. ....	99
30.-	CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS. ....	100
30.1.-	Juicios y otras acciones legales.....	100
30.2.-	Sanciones administrativas .....	101
30.3.-	Restricciones.....	102
31.-	DISTRIBUCION DEL PERSONAL .....	102
32.-	MEDIO AMBIENTE .....	103
33.-	HECHOS POSTERIORES. ....	103

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA  
I. INFORME DE LOS AUDITORES EXTERNOS



**PricewaterhouseCoopers**  
RUT: 81.513.400-1  
Santiago - Chile  
Av. Andrés Bello 2711 - Pisos 2, 3, 4 y 5  
Las Condes  
Teléfono: (56) (2) 940 0000  
[www.pwc.cl](http://www.pwc.cl)

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Santiago, 24 de febrero de 2011

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

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 2010 y 2009, y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus respectivas notas), es responsabilidad de la Administración de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. 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 los aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. y subsidiaria al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Anthony J.F. Dawes  
RUT: 6.576.485-1

**COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA**  
**II. ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo.	5	2.920.553	3.748.826
Otros activos no financieros.	11	568.273	357.437
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	7	67.364.428	35.831.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	324.407	633.973
Inventarios.	9	891.894	1.174.534
Activos por impuestos.	10	6.278.459	3.449.166
<b>Total activos corrientes</b>		<b>78.348.014</b>	<b>45.195.460</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos no financieros.	11	8.280	8.280
Derechos por cobrar.	7	2.030.353	1.400.994
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	8	0	26.406
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	13	1.925.782	1.930.740
Plusvalía.	14	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	15	107.092.741	96.723.510
Activos por impuestos diferidos.	16	7.453.726	9.341.270
<b>Total activos no corrientes</b>		<b>217.571.616</b>	<b>208.491.934</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>

**COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACION FINANCIERA CLASIFICADO**  
**Al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros.	17	4.030.533	3.801.860
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	18	21.979.384	18.379.580
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	8	34.960.531	7.631.627
Otras provisiones.	19	1.923.791	1.132.672
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	199.482	10.677
Otros pasivos no financieros.	21	677.328	649.646
<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>63.771.049</b>	<b>31.606.062</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Pasivos financieros.	17	61.736.752	59.096.475
Otras provisiones.	19	392.516	544.120
Pasivo por impuestos diferidos.	16	482.668	258.146
Provisiones por beneficios a los empleados.	20	2.512.122	6.154.192
Otros pasivos no financieros.	21	3.104.210	0
<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>68.228.268</b>	<b>66.052.933</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>131.999.317</b>	<b>97.658.995</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>			
Capital emitido.	22	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	22	19.560.146	20.803.310
Otras reservas.	22	22.754.476	13.621.442
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>		<b>163.914.253</b>	<b>156.024.383</b>
Participaciones no controladoras.	22	6.060	4.016
<b>Total patrimonio</b>		<b>163.920.313</b>	<b>156.028.399</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>

**COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA**  
**ESTADOS CONSOLIDADOS DE RESULTADOS POR FUNCION**  
**Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	del	01-01-2010	01-01-2009
	al	31-12-2010	31-12-2009
	Nota	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias.	23	157.425.889	157.882.622
Costo de ventas	24	(134.632.753)	(141.020.889)
<b>Ganancia bruta</b>		<b>22.793.136</b>	<b>16.861.733</b>
Otros ingresos, por función.	23	1.858.205	3.543.969
Gasto de administración.	24	(18.085.872)	(12.247.729)
Otros gastos, por función.	24	(236.658)	(958.450)
Otras ganancias (pérdidas).	24	(2.698.367)	(349.044)
Ingresos financieros.	25	564.763	3.278.760
Costos financieros.	25	(4.209.175)	(3.666.562)
Resultados por unidades de reajuste.	25	(1.697.214)	1.627.735
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>		<b>(1.711.182)</b>	<b>8.090.412</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	26	(12.986)	(892.885)
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora.		(1.724.359)	7.197.339
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		191	188
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>
<b>Ganancias por acción</b>			
<b>Ganancia por acción básica y diluida (\$ por acción)</b>			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas.	27	(10,87)	45,39
<b>Ganancia (pérdida) por acción básica.</b>		<b>(10,87)</b>	<b>45,39</b>



**COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA ELÉCTRICA S.A Y SUBSIDIARIA**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE RESULTADO INTEGRAL**  
 Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.  
 (Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL	del	01-01-2010	01-01-2009
	al	31-12-2010	31-12-2009
	Nota	M\$	M\$

<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>
---------------------------	--	--------------------	------------------

**Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos**

<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos.	22	254.697	(479.923)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>254.697</b>	<b>(479.923)</b>
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por revaluación</b>	22	<b>12.454.121</b>	<b>0</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>12.708.818</b>	<b>(479.923)</b>

**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	(39.920)	81.587
Impuesto a las ganancias relacionado con cambios en el superávit de revaluación de otro resultado integral.	22	(2.141.511)	0
<b>Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral</b>		<b>(2.181.431)</b>	<b>81.587</b>

<b>Otro resultado integral</b>		<b>10.527.387</b>	<b>(398.336)</b>
--------------------------------	--	-------------------	------------------

<b>Total resultado integral</b>		<b>8.803.219</b>	<b>6.799.191</b>
---------------------------------	--	------------------	------------------

<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora.		8.801.659	6.799.003
Resultado integral atribuible a participaciones no controladas.		1.560	188
<b>Total resultado integral</b>		<b>8.803.219</b>	<b>6.799.191</b>

**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 2010 y 2009.**  
**(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 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
<b>Cambios en patrimonio</b>									
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
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>8.918.257</b>	<b>214.777</b>	<b>0</b>	<b>9.133.034</b>	<b>(1.243.164)</b>	<b>7.889.870</b>	<b>2.044</b>	<b>7.891.914</b>
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**  
**ESTADO CONSOLIDADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO**  
**Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.**  
**(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 período actual 01/01/2009	121.599.631	31.262.908	0	(9.937.895)	21.325.013	11.769.438	154.694.082	4.428	154.698.510
<b>Cambios en patrimonio</b>									
Resultado integral.									
Ganancia (pérdida).						7.197.339	7.197.339	188	7.197.527
Otro resultado integral.		0	(398.336)	0	(398.336)		(398.336)		(398.336)
Resultado integral.							6.799.003	188	6.799.191
Dividendos.						(5.083.852)	(5.083.852)		(5.083.852)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios:		(7.305.235)			(7.305.235)	6.920.385	(384.850)	(600)	(385.450)
<b>Total de cambios en patrimonio</b>	<b>0</b>	<b>(7.305.235)</b>	<b>(398.336)</b>	<b>0</b>	<b>(7.703.571)</b>	<b>9.033.872</b>	<b>1.330.301</b>	<b>(412)</b>	<b>1.329.889</b>
Saldo final período actual 31/12/2009	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

**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 2010 y 2009.**  
**(Expresados en miles de pesos chilenos (M\$))**

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	del	01-01-2010	01-01-2009
	al	31-12-2010	31-12-2009
	Nota	M\$	M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.		161.214.989	190.678.969
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios.		(168.973.276)	(162.441.040)
Pagos a y por cuenta de los empleados.		(7.652.090)	(8.655.968)
<b>Otros cobros y pagos de operación</b>			
Dividendos recibidos.		0	3.364
Intereses pagados.		(3.419.030)	(1.582.471)
Intereses recibidos.		0	1.243.582
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados).		(1.277.265)	(1.145.329)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		(5.124.567)	(4.784.310)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>(25.231.239)</b>	<b>13.316.797</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
<b>Actividades de inversión</b>			
Préstamos a entidades relacionadas		0	(51.938)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo.		811.373	4.670.174
Compras de propiedades, planta y equipo.		(3.859.881)	(5.589.258)
Otras entradas (salidas) de efectivo.		0	(190.621)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(3.048.508)</b>	<b>(1.161.643)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
<b>Actividades de financiación</b>			
- Importes procedentes de préstamos de largo plazo.		5.000.000	0
- Importes procedentes de préstamos de corto plazo.		5.682.460	8.821.856
Total importes procedentes de préstamos.		10.682.460	8.821.856
Préstamos de entidades relacionadas.		298.575.142	155.128.200
Pagos de préstamos.		(9.450.787)	(13.823.299)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas.		(271.444.156)	(156.404.429)
Dividendos pagados.		(911.185)	(5.081.444)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>27.451.474</b>	<b>(11.359.116)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambios</b>		<b>(828.273)</b>	<b>796.038</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.		3.748.826	2.952.788
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.</b>	<b>5</b>	<b>2.920.553</b>	<b>3.748.826</b>

**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 2010.**

---

**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”). Los controladores últimos de la Sociedad y del Grupo CGE lo constituyen los Grupos Familia Marín, Grupo Almería y Familia Pérez Cruz.

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 2010 fue aprobada por el Directorio en Sesión Ordinaria N° 780 del 24 de febrero de 2011, 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 histórico, modificado por la revaluación de propiedades, planta y equipos y ciertos activos y pasivos financieros (incluyendo instrumentos financieros derivados).

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 2009 se han efectuado reclasificaciones menores para facilitar su comparación con el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, de acuerdo al nuevo modelo entregado por la Superintendencia de Valores y Seguros para el año 2010. Estas reclasificaciones no modifican el resultado ni el patrimonio del ejercicio anterior.

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

Los siguientes estándares, interpretaciones y enmiendas son obligatorios por primera vez para los ejercicios financieros iniciados el 1 de enero de 2010:

- NIC 1, “Presentación de estados financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros del Grupo CGE.
- NIC 27, “Estados financieros consolidados y separados”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.
- NIC 36, “Deterioro de activos”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros del Grupo CGE.
- NIC 38, “Activos Intangibles”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros del Grupo CGE.
- Excepciones adicionales para los adoptantes por primera vez (enmiendas a la NIIF 1) fue emitida en julio de 2009. La enmienda es aplicable a contar de los ejercicios iniciados el 1 de enero de 2010. La enmienda no es aplicable al Grupo CGE, ya que adoptó las NIIF a contar del 1 de enero de 2009.
- NIIF 2, “Pagos Basados en Acciones”. Vigente para ejercicios anuales iniciados el 1 de enero de 2010 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable al Grupo CGE, ya que no ha efectuado pagos en acciones.
- NIIF 3 (revisada) “Combinaciones de Negocios”, y las consecuentes enmiendas a la NIC 27, “Estados Financieros Consolidados y Separados”, NIC 28, “Inversiones en Asociadas”, NIC 31, “Participación en Negocios Conjuntos” y NIC 39 “Elección de partidas cubiertas” son aplicables de manera prospectiva a combinaciones de negocio para las cuales, la fecha de adquisición tenga lugar en el primer ejercicio anual iniciado el 1 de julio de 2009 o con posterioridad a esa fecha. La aplicación de esta norma no ha tenido efectos materiales en los estados financieros del Grupo CGE.
- NIIF 5, “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuas”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.
- NIIF 7, “Instrumentos financieros”, vigente a contar del 1 de enero de 2010 con aplicación retrospectiva. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.
- CINIIF 9, “Revaluación de derivados implícitos”, vigente para ejercicios anuales iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.
- CINIIF 14, “Límite sobre activos por beneficios, requerimientos mínimos de financiamiento y su interrelación”, vigente a contar del 1 de enero de 2010. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.

- CINIIF 16, “Cobertura de una inversión neta de una operación extranjera”. Vigente a contar de los estados financieros iniciados el 1 de julio de 2009. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.
- CINIIF 17, “Distribución de activos no monetarios a los dueños”. Vigente para ejercicios anuales iniciados el 1 de julio de 2009 o posteriores. Esta interpretación no es aplicable al Grupo CGE, ya que no ha efectuado distribuciones de activos no monetarios a sus accionistas.
- CINIIF 18, “Transferencias de activos desde clientes” Vigente para transferencias de activos recibidos de clientes desde el 1 de julio de 2009 y subsecuentemente. La aplicación de esta interpretación no ha producido efectos significativos en los estados financieros del Grupo CGE.
- Mejoras a NIIF 2009, fue emitida en abril de 2009. El conjunto de modificaciones menores a las diferentes normas establecen fechas de aplicación que varían de un estándar a otro, pero la mayor parte son exigibles desde el 1 de enero de 2010. La aplicación de dichas mejoras y enmiendas no han tenido efectos significativos sobre los estados financieros del Grupo CGE.

**2.3.- Nuevas normas, interpretaciones y enmiendas emitidas, no vigentes para el ejercicio 2010, para las cuales no se ha efectuado adopción anticipada de las mismas.**

- NIC 24 (Revisada) “Revelación de parte relacionadas” emitida en noviembre de 2009. Reemplaza la NIC 24 “Revelación de parte relacionadas” emitida en 2003. NIC 24 (Revisada) debe ser adoptada a partir del 1 de enero de 2011. Su adopción temprana, tanto parcial como integral, está permitida.
- 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 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. La enmienda es aplicable a partir de los ejercicios anuales iniciados el 1 de febrero de 2010 y posteriores. La adopción anticipada está permitida.
- NIC 34, “Revelaciones sobre partes relacionadas”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.
- NIIF 9, “Instrumentos financieros” emitida en diciembre de 2009. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros y se estima que afectará la contabilización que el Grupo efectúa sobre dichos activos. La norma es aplicable a contar del 1 de enero de 2013 y su adopción anticipada es permitida. El Grupo 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. El Grupo no ha decidido aún la fecha de adopción de IFRS 9.
- CINIIF 13, “Programa de fidelización de clientes”, vigente a contar del 1 de enero de 2011. Esta interpretación no es aplicable a los estados financieros del Grupo CGE.

- Enmienda a la CINIIF 14, Pagos anticipados de obligaciones de tener un nivel de financiamiento mínimo, emitida en noviembre de 2009. La enmienda corrige una consecuencia no intencional de la CINIIF 14, “NIC 19-Limite en el activo por beneficios definidos, requerimientos de mantener un mínimo de financiación y su interacción”. Sin la enmienda las entidades no podían reconocer como un activo lo prepagos efectuados voluntariamente para mantener un financiamiento mínimo. Lo anterior no era lo previsto cuando CINIIF 14 fue emitida y esta enmienda lo corrige. La enmienda es aplicable para ejercicios que comiencen el 1 de enero de 2011. Su adopción temprana es permitida y deberá ser aplicada de manera retrospectiva para efectos comparativos con ejercicios anteriores presentados.
- CINIIF 19, “Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio”. Esta enmienda 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. La interpretación es aplicable para ejercicios que comienzan a partir del 1 de julio de 2010 inclusive. La adopción temprana es permitida.
- Se han emitido mejoras a las NIIF 2010 en mayo de 2010. Las fecha efectivas de adopción de estas adopciones menores varían de estándar en estándar, pero la mayoría tiene fecha de adopción 1 de enero de 2011.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las Normas, Enmiendas e Interpretaciones, antes descritas, no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo CGE.

## **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. 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. Por consecuencia, el interés no controlante se presenta a valor justo. 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.

### 2.5.- Entidades subsidiarias.

#### 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			
				2010			2009
				Directo	Indirecto	Total	Total
76348900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	Peso chileno	99,90000%	0,00000%	99,90000%	99,90000%

### 2.6.- Transacciones en moneda extranjera.

#### 2.6.1.- Moneda funcional y de presentación.

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

#### 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.

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 ejercicio 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.

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 en el resultado del ejercicio 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, reciclando a resultados la porción devengada, cuando la partida cubierta impacta resultados.

#### 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
31-12-2009	507,10	20.942,88
31-12-2010	468,01	21.455,55

#### 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, han sido identificados como el Comité de Gerentes, quienes toman decisiones estratégicas. Esta información se detalla en Nota N°28.

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

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

Los equipos, instalaciones y redes destinados al negocio 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 por revaluación en el patrimonio neto registrada a través del estado de otros resultados integrales.

El resto de los activos fijos, tanto en su reconocimiento inicial como en su medición posterior, son valorados a su costo histórico menos la correspondiente depreciación y deterioro acumulado de existir.

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

Las construcciones u obras en curso, incluyen los siguientes conceptos devengados únicamente durante el ejercicio 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 reservas por revaluación. Las disminuciones que revierten aumentos previos al mismo activo se cargan a través de otros resultados integrales a la cuenta reserva por 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 por revaluación a los resultados acumulados, neta de sus impuestos diferidos.

La depreciación de los activos fijos 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 activos 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 los activos.

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 activo fijo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados. Al vender activos revalorizados, los valores incluidos en reservas de revaluación se traspasan a resultados acumulados.

## **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 se somete a pruebas de deterioro anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. La plusvalía comprada se asigna a unidades generadoras de efectivo para efectos de realizar las pruebas de deterioro. La distribución se efectúa entre aquellas unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo que se espera se beneficiarán de la combinación de negocios de la que surgió la plusvalía.

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

### **2.9.2.- Servidumbres.**

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. 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 posterior. Los costos de desarrollo con una vida útil finita que se capitalizan se amortizan desde su utilización de manera lineal durante el ejercicio 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.

### **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.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en 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 integrales, en el ejercicio 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.

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 ejercicio o ejercicio 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. 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 en el valor razonable. 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.

Cuando un título 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.

### **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 pasivos reconocidos (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 fijos.

Cuando un instrumento de cobertura expira o se vende, o cuando deja de cumplir con los criterios para ser reconocido a través del tratamiento contable de coberturas, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción proyectada afecte al estado de resultados. 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 por el método precio medio ponderado (PMP).

Los costos de los productos terminados, de los productos en proceso, como los 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 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.

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.**

Los acreedores 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 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 las Sociedades.

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

#### 2.24.- 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 ejercicio.

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 ejercicio de consumo, además de incluir una estimación de energía por facturar que ha sido suministrado hasta la fecha de cierre del ejercicio 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 ejercicio 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 ejercicio 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 ejercicio 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 ejercicio en que son declarados y aprobados por los accionistas de la Sociedad o cuando se configura la obligación correspondiente en función de las disposiciones legales vigentes o las políticas de distribución establecidas por la Junta de Accionistas.

**3.- POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.**

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

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 343.578 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 1.446,7 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2010.

#### 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, vigente hasta el 30 de abril 2020. No obstante dicho plazo, Colbún tendrá la opción de poner término anticipado a los contratos en determinadas fechas. El primer subperíodo del contrato termina el 30 de abril 2015 y el segundo el 30 de abril 2020.; 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.

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, mantenimiento 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.

### **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 2010, la deuda financiera de CONAFE alcanzó a M\$64.677.724, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

Tipo de deuda	31-12-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en Pesos o UF	59.038.194	91,28%	56.273.934	90,20%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	5.639.530	8,72%	6.114.297	9,80%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0,00%	0	0,00%
<b>Total</b>	<b>64.677.724</b>	<b>100%</b>	<b>62.388.231</b>	<b>100%</b>

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

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

En relación a la deuda en dólares por US\$ 12.000.000 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 2010 alcanza a UF 2.558.824 (UF 2.735.294 al 31 de diciembre de 2009).

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\$1.465.481 (M\$1.546.907 de mayor resultado al 31 de diciembre de 2009).

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

	UF	M\$
Al 31/12/2008	3.034.996	65.108.464
Al 31/12/2009	3.034.996	63.561.557
<b>Resultados por unidades de Reajuste</b>		<b>1.546.907</b>

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

La Compañía mantiene el 91,3% 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\$613.325 para el período concluido al 31 de diciembre de 2010 (M\$635.219 al 31 de diciembre de 2009).

### 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 92,3% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.

	31-12-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Deuda a Tasa fija	54.035.365	83,55%	56.273.934	90,20%
Deuda a tasa fija mediante derivados	5.639.530	8,72%	6.114.297	9,80%
Deuda tasa variable	5.002.829	7,74%	0	0%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>64.677.724</b>	<b>100%</b>	<b>62.388.231</b>	<b>100%</b>

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\$ 652.838 de mayor gasto por intereses durante el ejercicio 2010.

### 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 y que representa el 8% de la deuda.

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 31-12-2010	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

<b>Total</b>	<b>6.487.087</b>	<b>23.734.637</b>	<b>16.430.496</b>	<b>19.596.821</b>	<b>20.868.151</b>	<b>87.117.192</b>
	<b>7%</b>	<b>27%</b>	<b>19%</b>	<b>23%</b>	<b>24%</b>	<b>100%</b>

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 31-12-2009	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	122.260	6.241.918	0	0	0	6.364.178
Bonos	6.148.879	11.821.178	16.516.260	19.773.805	22.983.642	77.243.764

<b>Total</b>	<b>6.271.139</b>	<b>18.063.096</b>	<b>16.516.260</b>	<b>19.773.805</b>	<b>22.983.642</b>	<b>83.607.942</b>
	<b>8%</b>	<b>22%</b>	<b>20%</b>	<b>24%</b>	<b>28%</b>	<b>100%</b>

#### 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:

	31-12-2010		31-12-2009	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	35%	320.040	35%	313.369
Industrial	23%	790	20%	780
Comercial	24%	13.252	26%	13.083
Otros	18%	9.496	19%	9.316
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>343.578</b>	<b>100%</b>	<b>336.548</b>

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 levemente superior a 3 meses de ventas en el año 2009 y 5 meses en lo que va del año 2010, 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 1,4% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos Operacionales	157.425.889	157.882.622
Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	72.703.746	40.311.598
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	3.308.965	3.079.080
<b>Rotación cuentas por cobrar (meses)</b>	<b>5,5</b>	<b>3,1</b>
<b>Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales (anualizados)</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,0%</b>



### 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 2010 y 2009. 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 31.12.10 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%
<b>Total</b>	<b>64.677.724</b>	<b>67.377.579</b>	<b>4%</b>

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.09 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.09 M\$	Diferencia (%)
Bonos	56.273.934	57.701.816	3%
Bancos	6.114.297	5.816.650	-5%
<b>Total</b>	<b>62.388.231</b>	<b>63.518.466</b>	<b>2%</b>

### 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, estas subsidiarias experimentaron 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 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 incluyen todos los efectos conocidos a la fecha, derivados de este proceso de estabilización. Asimismo, las administraciones 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 las mismas.

#### **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 propiedad, plantas y equipos.**

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

de cierre del ejercicio 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 2010 y 2009 es la siguiente:

Clases de efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Efectivo en caja.	2.019	2.323
Saldos en bancos.	2.918.534	3.746.503
<b>Total</b>	<b>2.920.553</b>	<b>3.748.826</b>

El efectivo y equivalentes a efectivo incluido en los Estados Consolidados de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2010 no difieren del presentado en los Estados Consolidados de Flujos de Efectivo a la misma fecha.

La composición del rubro por tipo de monedas al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Información del efectivo y equivalentes al efectivo por moneda	Moneda	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo.	CL \$	2.920.553	3.748.826
<b>Total</b>		<b>2.920.553</b>	<b>3.748.826</b>

## 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 2010, el Valor Justo de dichos contratos generó un Pasivo de Cobertura ascendente a M\$1.089.561 (M\$510.104 al 31 de diciembre de 2009), con efecto en Otros Resultados Integrales de M\$214.777 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 2010 y 2009, 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	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Swaps	Flujo de efectivo	Exposición de variaciones de tipo de cambio y tasa de interés variable.	Moneda y tasa de interés	0	0	1.089.561	510.104
<b>Total</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1.089.561</b>	<b>510.104</b>

### 6.2.- Jerarquías del valor razonable.

Los instrumentos financieros que han sido contabilizados a valor justo en el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 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 pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009.

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
Pasivos financieros	31-12-2009		Nivel I	Nivel II	Nivel III
	Corrientes	No corrientes	M\$	M\$	M\$
Derivados de cobertura de flujo de caja.	0	510.104		510.104	0
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>510.104</b>	<b>0</b>	<b>510.104</b>	<b>0</b>

#### 7.- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, neto.	66.144.886	34.720.038	2.030.353	1.400.994
Otras cuentas por cobrar, neto.	1.219.542	1.111.486	0	0
<b>Total</b>	<b>67.364.428</b>	<b>35.831.524</b>	<b>2.030.353</b>	<b>1.400.994</b>

Clases de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales, bruto.	69.453.851	37.799.118	2.030.353	1.400.994
Otras cuentas por cobrar, bruto.	1.219.542	1.111.486	0	0
<b>Total</b>	<b>70.673.393</b>	<b>38.910.604</b>	<b>2.030.353</b>	<b>1.400.994</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por vencer	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	43.500.529	27.901.875	0	0
Con vencimiento entre tres y seis meses.	2.510.792	78.213	0	0
Con vencimiento entre seis y doce meses.	481.363	873.527	0	0
Con vencimiento mayor a doce meses.	0	0	2.030.353	1.400.994
<b>Total</b>	<b>46.492.684</b>	<b>28.853.615</b>	<b>2.030.353</b>	<b>1.400.994</b>

Los plazos de vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Con vencimiento menor de tres meses.	14.350.172	7.242.214
Con vencimiento entre tres y seis meses.	1.895.407	1.157.791
Con vencimiento entre seis y doce meses.	5.286.294	1.656.984
Con vencimiento mayor a doce meses.	2.648.836	0
<b>Total</b>	<b>24.180.709</b>	<b>10.056.989</b>

El detalle del deterioro de deudores comerciales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Importe en libros de deudores comerciales, otras cuentas por cobrar deteriorados	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Deudores comerciales.	3.308.965	3.079.080
<b>Total</b>	<b>3.308.965</b>	<b>3.079.080</b>

El movimiento de la provisión por deterioro de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2010 y 31 de diciembre de 2009, se muestra en el siguiente cuadro:

<b>Provisión deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidos y no pagados con deterioro</b>	<b>31-12-2010</b> M\$	<b>31-12-2009</b> M\$
Saldo inicial.	3.079.080	2.328.732
Baja de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados del período.	0	(889.978)
Aumento (disminución) del período.	229.885	1.640.326
<b>Total</b>	<b>3.308.965</b>	<b>3.079.080</b>

El detalle en resultados del deterioro al 31 de diciembre de 2010 y 2009, por rubros es el siguiente:

<b>Efecto en resultado de la provisión en el período</b>	<b>Saldo al</b>	
	<b>01-01-2010</b>	<b>01-01-2009</b>
	<b>31-12-2010</b> M\$	<b>31-12-2009</b> M\$
Deudores comerciales.	229.885	750.348
<b>Total</b>	<b>229.885</b>	<b>750.348</b>

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 ó a 30 días, y no están sujetas a condiciones especiales. Estas operaciones se ajustan a lo establecido en los artículos N° 44 y 89 de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas. No existen deudas de dudoso cobro, razón por la cual no se ha constituido una provisión de deterioro 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 ejercicio 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 2010 y 2009 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	
							31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
87601500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	135.686	451.926	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	9.221	41.008	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	161	369	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	26.182	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	10.477	72.079	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Más de 1 año	Matriz común	UF	0	0	0	26.406
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	4.189	36.340	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.132	1.132	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	162.031	0	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios prestados	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	1.510	4.937	0	0
<b>Total</b>							<b>324.407</b>	<b>633.973</b>	<b>0</b>	<b>26.406</b>

8.1.2.- Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

La composición del rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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	
							31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
							M\$	M\$	M\$	M\$
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	0	0	0
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Compra de materiales	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	468.384	358.647	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Asesorías recibidas	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	32.682	18.450	0	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	34.073.045	6.947.304	0	0
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Hasta 90 días	Matriz	CL \$	9.709	12.248	0	0
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	36.371	23.313	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Asesoría informática	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	22.952	10.230	0	0
93832000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Arriendos de oficinas	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	0	11.525	0	0
92307000-1	Rhona S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Director común	CL \$	0	106	0	0
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	606	23.603	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	11.434	54.241	0	0
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	39	584	0	0
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	0	0	0	0
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	14.497	14.942	0	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Servicios recibidos	Hasta 90 días	Matriz común	CL \$	290.752	156.378	0	0
99548240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Dividendos	Más de 90 días y hasta 1 año	Accionista	CL \$	57	56	0	0
96853490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Compra de gas licuado	Hasta 90 días	Indirecta	CL \$	3	0	0	0
<b>Total</b>							<b>34.960.531</b>	<b>7.631.627</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

8.1.3.- Transacciones con relacionadas y sus efectos en resultados.  
Se presentan las operaciones y sus efectos en resultados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2010 31-12-2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01-01-2009 31-12-2009 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	114.234	114.234	846.366	(846.366)
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	74.790	(74.790)	43.383	(43.383)
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	0	0	933	933
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Ventas propiedad, planta y equipo	CL \$	0	0	3.593	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	186.857	(186.857)	0	0
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	0	0	110.805	110.805
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	9.609	9.609	107.145	107.145
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	2.481	2.481
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Arriendos de oficinas	CL \$	0	0	1.115	(1.115)
96719210-4	Transnet S.A.	Chile	Indirecta	Venta de energía	CL \$	0	0	1.413	1.413
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas licuado	CL \$	5.408	(5.408)	225.860	(225.860)
96568740-8	Gasco GLP S.A.	Chile	Indirecta	Servicios prestados	CL \$	9.121	9.121	10.042	10.042
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Recibidos	CL \$	561.441	(561.441)	405.034	(405.034)
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de Oficina	CL \$	164.220	164.220	20.484	20.484
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios Prestados	CL \$	0	0	8.430	8.430
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Venta de energía	CL \$	0	0	11.785	11.785
99596430-9	Novanet S.A.	Chile	Matriz común	Ventas propiedad, planta y equipo	CL \$	0	0	73.643	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	7.657	7.657	9.775	9.775
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Compra de activos	CL \$	0	0	135.288	0
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	1.283	1.283
96837950-K	Tecnet S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	2.522.177	(2.522.177)	1.857.697	(1.857.697)
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Venta de materiales	CL \$	929.002	0	348.523	348.523
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	35.154	35.154	96.377	96.377
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	2.380	2.380	3.506	3.506
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Compra de materiales	CL \$	4.350.759	(866.655)	7.456.497	(311.628)
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	5.777	5.777
89479000-8	Comercial y Logística General S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	19.775	(19.775)	1.509	(1.509)
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Asesorías recibidas	CL \$	257.467	(257.467)	212.498	(212.498)
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Cargos)	CL \$	271.444.156	0	155.119.292	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Cuenta corriente mercantil (Abonos)	CL \$	298.575.142	0	155.854.429	0
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses pagados	CL \$	615.853	(615.853)	105.848	(105.848)
90042000-5	Compañía General de Electricidad S.A.	Chile	Indirecta	Intereses cobrados	CL \$	5.245	5.245	4	4

Transacciones									
Rut	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Tipo de moneda o unidad de reajuste	01-01-2010 31-12-2010 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$	01-01-2009 31-12-2009 monto M\$	Efecto en resultados (cargo) / abono M\$
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	52.514	0	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Arriendo de Equipo	CL \$	73.671	(73.671)	0	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Asesoría Informática	CL \$	1.987.887	(1.987.887)	1.783.719	(1.783.719)
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	1.221.916	(1.221.916)	672.835	(672.835)
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Compra de Materiales	CL \$	0	0	8.099	(8.099)
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de Gastos	CL \$	29.703	0	128.463	0
93603000-9	Sociedad de Computación Binaria S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías prestadas	CL \$	41.124	41.124	0	0
93832000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos de oficinas	CL \$	585.886	(585.886)	328.290	(328.290)
93832000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CL \$	583	583	0	0
93832000-4	Inmobiliaria General S.A.	Chile	Matriz común	Ventas propiedad, planta y equipo	CL \$	818.477	0	4.187.993	35.877
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Asesorías recibidas	CL \$	71.205	(71.205)	109.658	(109.658)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Compra de energía y potencia	CL \$	5.084.235	(5.084.235)	77.682	(77.682)
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	0	0	5.774	5.774
99513400-4	CGE Distribución S.A.	Chile	Matriz común	Reembolso de gastos	CL \$	0	0	16.982	16.982
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios recibidos	CL \$	1.170	(199)	475	(475)
86386700-2	Transformadores Tusan S.A.	Chile	Matriz común	Servicios prestados	CL \$	1.170	1.170	627	627
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	117.575	(117.575)	158.325	(158.325)
78784320-4	Iberoamericana de Energía Ibener S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	3.829	(3.829)	4.698	(4.698)
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Indirecta	Compra de energía y potencia	CL \$	271.772	(271.772)	97.435	(97.435)
99527700-K	Campanario Generación S.A.	Chile	Indirecta	Peajes y arriendos	CL \$	11.872	(11.872)	0	0
87601500-5	Empresa Eléctrica de Atacama S.A.	Chile	Indirecta	Asesorías prestadas	CL \$	913.312	913.312	451.926	451.926
96763010-1	Empresa Eléctrica de Melipilla, Colchagua y Maule	Chile	Indirecta	Servicios recibidos	CL \$	1.065	(1.065)	0	0
92307000-1	Rhona S.A.	Chile	Director común	Servicios recibidos	CL \$	0	0	18.675	(1.797)
99548240-1	CGE Magallanes S.A.	Chile	Indirecta	Dividendos	CL \$	57	0	56	0
96853490-4	Gas Sur S.A.	Chile	Indirecta	Compra de gas licuado	CL \$	1.077	(1.077)	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.

El equipo gerencial de Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A. lo componen 1 Gerente General, 3 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 2010, fijó los siguientes montos para el ejercicio 2010, los cuales son idénticos a los fijados para el ejercicio 2009:

- 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 de diciembre de 2010 y 2009 a los Señores Directores es el siguiente:

Retribución del directorio					
Nombre	Cargo	01-01-2010		01-01-2009	
		31-12-2010		31-12-2009	
		Dieta directorio	Participación utilidades	Dieta directorio	Participación utilidades
		M\$	M\$	M\$	M\$
José Luis Hornauer Herrmann	Presidente	17.794	26.990	14.734	23.509
Francisco Marín Jordán	Vicepresidente	8.897	13.494	6.800	11.755
Pablo Guarda Barros	Director	8.256	0	6.799	0
Gonzalo Rodríguez Vives	Director	8.268	0	7.366	0
Cristián Neuweiler Heinsen	Director	2.514	13.494	7.366	11.755
Rafael Marín Jordán	Director	8.897	0	7.366	11.755
Andrés Pérez Cruz	Director	8.253	13.494	7.366	11.755
Pablo Neuweiler Heinsen	Director	6.383	13.494	0	0
<b>Totales</b>		<b>69.262</b>	<b>80.966</b>	<b>57.797</b>	<b>70.529</b>

Las remuneraciones correspondientes a directores ascendieron a M\$150.228 al 31 de diciembre de 2010 (M\$128.326 en el mismo ejercicio del año 2009).

8.2.2.- Remuneración del Equipo Gerencial.

Las remuneraciones con cargo a resultados al Equipo Gerencial clave de la Sociedad asciende a M\$1.429.415 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, (M\$1.590.051 en el ejercicio 2009).

<b>Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia</b>	<b>01-01-2010 31-12-2010</b>	<b>01-01-2009 31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Salarios.	1.076.948	956.976
Beneficios a corto plazo para los empleados.	205.046	125.297
Otros beneficios a largo plazo.	8.716	0
Beneficios por terminación.	136.787	507.778
Otros .	1.918	0
<b>Total</b>	<b>1.429.415</b>	<b>1.590.051</b>

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 2010 y 2009 es la siguiente:

<b>Clases de inventarios</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Suministros para mantención.	999.331	1.270.882
Provisión de deterioro.	(107.437)	(96.348)
<b>Total</b>	<b>891.894</b>	<b>1.174.534</b>

Información adicional de inventarios:

<b>Otra información de inventarios</b>	<b>01-01-2010 31-12-2010</b>	<b>01-01-2009 31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Importe de rebajas de importes de los inventarios.	(11.089)	0
Importe de reversiones de rebajas de importes de inventarios.	0	91.023
Costos de inventarios reconocidos como gastos durante el período.	866.655	1.006.138

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 los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

<b>Activos por impuestos</b>	<b>31-12-2010</b> M\$	<b>31-12-2009</b> M\$
Pagos provisionales mensuales.	1.574.921	1.287.962
Rebajas al impuesto.	3.446.348	2.211.767
Créditos al impuesto.	1.333.740	21.740
<b>Total</b>	<b>6.355.009</b>	<b>3.521.469</b>

<b>Pasivos por impuestos</b>	<b>31-12-2010</b> M\$	<b>31-12-2009</b> M\$
Impuesto a la renta de primera categoría.	76.550	72.303
<b>Total</b>	<b>76.550</b>	<b>72.303</b>

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

<b>Activo / pasivos por impuestos, neto</b>	<b>31-12-2010</b> M\$	<b>31-12-2009</b> M\$
<b>Activos por impuestos por cobrar.</b>	<b>6.278.459</b>	<b>3.449.166</b>
<b>Pasivos por impuestos por pagar.</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

El detalle de este rubro es el siguiente para para los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

<b>Otros activos no financieros</b>	<b>Corrientes</b>		<b>No corrientes</b>	
	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Gastos pagados por anticipado.	2.505	4.752	0	0
Boletas en garantía.	180.051	352.685	8.280	8.280
Otros activos	385.717	0	0	0
	<b>568.273</b>	<b>357.437</b>	<b>8.280</b>	<b>8.280</b>

**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 2010.

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 31-12-2009 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
<b>TOTALES</b>					<b>4.553.451</b>	<b>0</b>	<b>190.781</b>	<b>0</b>	<b>(57.234)</b>	<b>0</b>	<b>1.367.304</b>	<b>6.054.302</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2009

Movimientos en subsidiarias	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Porcentaje poder de votos	Saldo al 01-01-2009 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 31-12-2009 M\$
Energía del Limarí S.A.	Chile	CL \$	99,90000%	99,90000%	4.422.234		187.452		(56.235)			4.553.451
<b>TOTALES</b>					<b>4.422.234</b>	<b>0</b>	<b>187.452</b>	<b>0</b>	<b>(56.235)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.553.451</b>



12.1.2.- Información resumida de las subsidiarias.

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	<b>7.420.333</b>	877.303	482.668	<b>1.359.971</b>	5.172.395	(4.650.627)	(330.796)	<b>190.972</b>
<b>TOTALES</b>		<b>2.098.353</b>	<b>5.321.980</b>	<b>7.420.333</b>	<b>877.303</b>	<b>482.668</b>	<b>1.359.971</b>	<b>5.172.395</b>	<b>(4.650.627)</b>	<b>(330.796)</b>	<b>190.972</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2009

Inversiones en subsidiarias	31-12-2009										
	% 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%	2.066.372	3.848.931	<b>5.915.303</b>	1.099.689	258.146	<b>1.357.835</b>	5.721.060	(5.533.420)	0	<b>187.640</b>
<b>TOTALES</b>		<b>2.066.372</b>	<b>3.848.931</b>	<b>5.915.303</b>	<b>1.099.689</b>	<b>258.146</b>	<b>1.357.835</b>	<b>5.721.060</b>	<b>(5.533.420)</b>	<b>0</b>	<b>187.640</b>

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 DISTINTO 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 2010 y 2009 es el siguiente:

<b>Clases de activos intangibles, neto</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
Programas informáticos, neto.	4.998	9.912
Otros activos intangibles identificables, neto.	1.920.784	1.920.828
<b>Total</b>	<b>1.925.782</b>	<b>1.930.740</b>

<b>Clases de activos intangibles, bruto</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
Programas informáticos, bruto.	17.755	17.755
Otros activos intangibles identificables, bruto.	1.920.828	1.920.828
<b>Total</b>	<b>1.938.583</b>	<b>1.938.583</b>

<b>Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
Amortización acumulada y deterioro de valor, programas informáticos.	12.757	7.843
Amortización acumulada y deterioro del valor, otros activos intangibles identificables.	44	0
<b>Total</b>	<b>12.801</b>	<b>7.843</b>

<b>Amortización acumulada y deterioro del valor, activos intangibles</b>	<b>31-12-2010</b> M\$	<b>31-12-2009</b> M\$
Activos intangibles de vida finita, neto.	12.801	7.843
<b>Total</b>	<b>12.801</b>	<b>7.843</b>

El detalle de vidas útiles aplicadas en el rubro Intangibles al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

<b>Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas</b>	<b>Vida / tasa</b>	<b>Mínima</b>	<b>Máxima</b>
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 2010 y 2009 es el siguiente:

<b>Movimientos en activos intangibles</b>	<b>2010</b>		
	<b>Programas informáticos, neto</b> M\$	<b>Otros activos intangibles identificables, neto</b> M\$	<b>Activos intangibles identificables, neto</b> M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2010</b>	<b>9.912</b>	<b>1.920.828</b>	<b>1.930.740</b>
Adiciones.	0	0	0
Amortización.	(4.914)	(44)	(4.958)
<b>Cambios, total</b>	<b>(4.914)</b>	<b>(44)</b>	<b>(4.958)</b>
<b>Saldo final activos intangibles identificables al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>4.998</b>	<b>1.920.784</b>	<b>1.925.782</b>

Movimientos en activos intangibles	2009		
	Programas informáticos, neto	Otros activos intangibles identificables, neto	Activos intangibles identificables, neto
	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2009</b>	<b>12.675</b>	<b>1.899.362</b>	<b>1.912.037</b>
Adiciones.	1.420	21.466	<b>22.886</b>
Amortización.	(4.183)	0	<b>(4.183)</b>
<b>Cambios, total</b>	<b>(2.763)</b>	<b>21.466</b>	<b>18.703</b>
<b>Saldo final activos intangibles al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>9.912</b>	<b>1.920.828</b>	<b>1.930.740</b>

El detalle del importe de activos intangibles identificables individuales significativos y su período de amortización al 31 de diciembre de 2010 es el siguiente:

Detalle de otros activos intangibles identificables al 31-12 -2010	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.	56	Definida
Otros.	10.022	Indefinida
<b>Total</b>	<b>1.920.784</b>	

El cargo a resultados por amortización de intangibles al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detalla a continuación:

Línea de partida en el estado de resultados que incluye amortización de activos intangibles identificables	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
Gastos de administración.	4.958	4.183
<b>Total</b>	<b>4.958</b>	<b>4.183</b>

### 13.2 Activos intangibles con vida útil indefinida.

#### 13.2.1.- Servidumbres.

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. El ejercicio 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.

#### 13.2.3.- 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 por el uso de de dicho activo. Dichos intangibles no se amortizan pues poseen vida útil indefinida, ya que dicha concesión no posee un plazo de expiración.

#### 13.2.4.- 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 2010 y 2009 es la siguiente:

Rut	Sociedad	Movimientos 2009			Movimientos 2010	
		Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al	Otros incrementos (disminuciones)	Saldo al
		01-01-2009	(disminuciones)	31-12-2009	(disminuciones)	31-12-2010
		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
<b>Totales</b>		<b>99.060.734</b>	<b>0</b>	<b>99.060.734</b>	<b>0</b>	<b>99.060.734</b>

**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 reales, aplicados en los ejercicios 2010 y 2009 fue de 10,7% y 9,5%, respectivamente.

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 EQUIPOS.**

**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 al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es la siguiente:

### 15.2.1.- Valores netos de propiedades, planta y equipos

<b>Clases de propiedades, plantas y equipos, neto</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>2.242.093</b>	<b>1.220.093</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>763.214</b>	<b>1.226.513</b>
<b>Edificios.</b>	<b>1.290.914</b>	<b>1.510.590</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>101.263.027</b>	<b>90.910.906</b>
Subestaciones de distribución.	11.517.518	9.810.123
Líneas y redes de media y baja tensión.	86.474.014	79.184.802
Medidores.	3.271.495	1.915.981
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>16.113</b>	<b>23.399</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>1.070.177</b>	<b>1.197.245</b>
Equipos de comunicaciones.	305.657	405.991
Herramientas.	466.533	456.019
Muebles y útiles.	297.987	335.235
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>447.203</b>	<b>634.764</b>
<b>Total</b>	<b>107.092.741</b>	<b>96.723.510</b>

### 15.2.2.- Valores brutos de propiedades, planta y equipos

<b>Clases de propiedades, plantas y equipos, bruto</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Construcciones en curso.</b>	<b>2.242.093</b>	<b>1.220.093</b>
<b>Terrenos.</b>	<b>763.214</b>	<b>1.226.513</b>
<b>Edificios.</b>	<b>1.912.542</b>	<b>2.303.583</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>150.992.188</b>	<b>138.187.174</b>
Subestaciones de distribución.	17.920.901	15.711.475
Líneas y redes de media y baja tensión.	126.328.909	117.215.948
Medidores.	6.742.378	5.259.751
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>74.252</b>	<b>74.252</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>3.946.554</b>	<b>3.890.865</b>
Equipos de comunicaciones.	1.201.352	1.200.923
Herramientas.	1.951.142	1.917.065
Muebles y útiles.	794.060	772.877
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>1.991.123</b>	<b>2.047.760</b>
<b>Total</b>	<b>161.921.966</b>	<b>148.950.240</b>

15.2.3.- Depreciación acumulada de propiedades, planta y equipos

<b>Depreciación acumulada y deterioro del valor, propiedades, planta y equipo</b>	<b>31-12-2010</b>	<b>31-12-2009</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Edificios.</b>	<b>621.628</b>	<b>792.993</b>
<b>Planta y equipos.</b>	<b>49.729.161</b>	<b>47.276.268</b>
Subestaciones de distribución.	6.403.383	5.901.352
Líneas y redes de media y baja tensión.	39.854.895	38.031.146
Medidores.	3.470.883	3.343.770
<b>Equipamiento de tecnología de la información</b>	<b>58.139</b>	<b>50.853</b>
<b>Instalaciones fijas y accesorios</b>	<b>2.876.377</b>	<b>2.693.620</b>
Equipos de comunicaciones.	895.695	794.932
Herramientas.	1.484.609	1.461.046
Muebles y útiles.	496.073	437.642
<b>Vehículos de motor.</b>	<b>1.543.920</b>	<b>1.412.996</b>
<b>Total</b>	<b>54.829.225</b>	<b>52.226.730</b>



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

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\$	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2010</b>		<b>1.220.093</b>	<b>1.226.513</b>	<b>1.510.590</b>	<b>90.910.906</b>	<b>23.399</b>	<b>1.197.245</b>	<b>634.764</b>	<b>96.723.510</b>	
<b>Cambios</b>	Adiciones.	3.095.077	0	3.295	2.402.333	0	52.245	0	<b>5.552.950</b>	
	Desapropiaciones	0	0	0	0	0	0	(19.046)	<b>(19.046)</b>	
	Retiros.		(562.433)	(240.531)	(247.516)	0	0	0	<b>(1.050.480)</b>	
	Gasto por depreciación.			(20.970)	(4.064.455)	(7.286)	(234.011)	(168.515)	<b>(4.495.237)</b>	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		99.134	38.530	12.261.759	0	54.698	0	<b>12.454.121</b>
		Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
		Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
		<b>Sub total reconocido en patrimonio neto</b>		<b>99.134</b>	<b>38.527</b>	<b>12.261.759</b>	<b>0</b>	<b>54.698</b>	<b>0</b>	<b>12.454.121</b>
	Otros incrementos (decrementos).	(2.073.077)	0	0	0	0	0	0	<b>(2.073.077)</b>	
	<b>Total cambios</b>	<b>1.022.000</b>	<b>(463.299)</b>	<b>(219.679)</b>	<b>10.352.121</b>	<b>(7.286)</b>	<b>(127.068)</b>	<b>(187.561)</b>	<b>10.369.231</b>	
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2010</b>		<b>2.242.093</b>	<b>763.214</b>	<b>1.290.911</b>	<b>101.263.027</b>	<b>16.113</b>	<b>1.070.177</b>	<b>447.203</b>	<b>107.092.741</b>	

Movimiento año 2009		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\$	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2009</b>		<b>1.252.769</b>	<b>2.962.830</b>	<b>3.906.584</b>	<b>92.199.946</b>	<b>23.537</b>	<b>1.382.596</b>	<b>745.357</b>	<b>102.473.619</b>	
<b>Cambios</b>	Adiciones.	3.837.825	0	81.282	198.071	49.940	146.593	6.283	<b>4.319.994</b>	
	Desapropiaciones	0	(1.736.317)	(2.410.486)	0	0	0	0	<b>(4.146.803)</b>	
	Retiros.		0	0	(1.013.864)	0	(88.167)	(1.848)	<b>(1.103.879)</b>	
	Gasto por depreciación.			(66.790)	(4.337.340)	(50.078)	(250.185)	(115.028)	<b>(4.819.421)</b>	
	Incrementos (decrementos) por revaluación y por pérdidas por deterioro del valor (reversiones) reconocido en el patrimonio neto	Incremento (decremento) por revaluación reconocido en patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
		Pérdida por deterioro reconocida en el patrimonio neto.		0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
		Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el patrimonio neto		0	0	0	0	0	0	<b>0</b>
		<b>Sub total reconocido en patrimonio neto</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	Otros incrementos (decrementos).	(3.870.501)	0	0	3.864.093	0	6.408	0	0	<b>0</b>
	<b>Total cambios</b>		<b>(32.676)</b>	<b>(1.736.317)</b>	<b>(2.395.994)</b>	<b>(1.289.040)</b>	<b>(138)</b>	<b>(185.351)</b>	<b>(110.593)</b>	<b>(5.750.109)</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2009</b>		<b>1.220.093</b>	<b>1.226.513</b>	<b>1.510.590</b>	<b>90.910.906</b>	<b>23.399</b>	<b>1.197.245</b>	<b>634.764</b>	<b>96.723.510</b>	

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

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

#### 15.5.- Información adicional sobre propiedades, plantas y equipos.

Los terrenos, construcciones y edificios, redes de distribución eléctrica y de gas se revalorizaron al cierre de los presentes estados financieros 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 efecto en el ejercicio 2010 (antes de impuestos diferidos) de M\$12.454.121 y el saldo revaluado de Propiedades, Plantas y Equipos al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$39.704.007 (Ver nota 15.6)

Informaciones adicionales a revelar sobre propiedades, planta y equipos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Importe en libros de Propiedad, planta y equipo completamente depreciados todavía en uso.	1.815.478	2.521.833
Importe en libros de Propiedades, planta y equipo retiradas no mantenidas para desapropiación.	0	306.067
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipos en proceso de construcción.	3.205.140	3.453.456

#### 15.6.- 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 Superintendencias de Electricidad y Combustibles (SEC), dado que no existe un mercado activo para los bienes eléctricos y así calcular el valor justo considerando la antigüedad real del bien, sus condiciones actuales de uso, una tasa efectiva de retorno que a diciembre de 2008 asciende a

4,1% y basados en una vida útil total por clases de bienes como ejercicio 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 ejercicio 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 este fuera utilizado y depreciado por la Sociedad.

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

Valor de libros del activo fijo revaluado según el modelo del costo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Terrenos.	358.058	475.758
Edificios.	987.123	1.510.590
Planta y equipos.	62.404.520	62.887.560
<b>Total</b>	<b>63.749.701</b>	<b>64.873.908</b>

El siguiente es el movimiento de reservas de revaluación para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Valor revaluado del activo fijo	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Saldo inicial</b>	<b>28.864.668</b>	<b>37.666.154</b>
Reserva revaluación.	12.454.121	0
Retiros de activo fijo revaluado.	(284.308)	(7.466.055)
Reciclaje desde reserva revaluación a utilidades acumuladas.	(1.330.474)	(1.335.431)
<b>Movimiento del periodo</b>	<b>10.839.339</b>	<b>(8.801.486)</b>
<b>Total</b>	<b>39.704.007</b>	<b>28.864.668</b>

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

<b>Valor de libros según modelo del costo del activo fijo no revaluado</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
Construcción en curso	2.242.093	1.220.093
Equipamiento de tecnologías de la información	16.113	23.397
Instalaciones fijas y accesorios	949.173	1.125.963
Vehículos de motor	431.654	615.481
<b>Total</b>	<b>3.639.033</b>	<b>2.984.934</b>

#### 16.- IMPUESTOS DIFERIDOS.

El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

##### 16.1.- Activos por impuestos diferidos.

<b>Activos por impuestos diferidos</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
Relativos a activos fijos	4.229.522	8.045.178
Relativos a provisiones.	1.018.436	800.484
Relativos a obligaciones por beneficios a los empleados	945.565	804.939
Relativos a pérdidas fiscales.	7.543.770	4.521.127
Relativos a los inventarios.	23.132	0
Relativos a otros.	299.598	313.750
<b>Total</b>	<b>14.060.023</b>	<b>14.485.478</b>

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

##### 16.2.- Pasivos por impuestos diferidos.

<b>Pasivos por impuestos diferidos</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
Relativos a revaluaciones de Propiedad, Plantas y Equipos	6.898.070	4.979.724
Relativos a otros.	190.895	422.630
<b>Total</b>	<b>7.088.965</b>	<b>5.402.354</b>

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

El siguiente es el movimiento de los activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

<b>Movimientos en activos por impuestos diferidos</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
<b>Activos por impuestos diferidos, saldo inicial.</b>	<b>14.485.478</b>	<b>16.708.411</b>
Incremento (decremento) en activos impuestos diferidos.	(425.455)	(2.222.933)
<b>Cambios en activos por impuestos diferidos, total</b>	<b>(425.455)</b>	<b>(2.222.933)</b>
<b>Total</b>	<b>14.060.023</b>	<b>14.485.478</b>

El siguiente es el movimiento de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

<b>Movimientos en pasivos por impuestos diferidos</b>	<b>31-12-2010 M\$</b>	<b>31-12-2009 M\$</b>
<b>Pasivos por impuestos diferidos, saldo inicial.</b>	<b>5.402.354</b>	<b>6.868.404</b>
Incremento (decremento) en pasivos impuestos diferidos.	1.686.611	(1.466.050)
<b>Cambios en pasivos por impuestos diferidos, total</b>	<b>1.686.611</b>	<b>(1.466.050)</b>
<b>Total</b>	<b>7.088.965</b>	<b>5.402.354</b>

**16.4.- Compensación de partidas.**

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionado con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades grabadas 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\$
<b>31-12-2010</b>			
- 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)
<b>Total</b>	<b>6.971.058</b>	<b>0</b>	<b>6.971.058</b>
<b>31-12-2009</b>			
- Activos por impuestos diferidos	14.485.478	(5.144.208)	9.341.270
- Pasivos por impuestos diferidos	(5.402.354)	5.144.208	(258.146)
<b>Total</b>	<b>9.083.124</b>	<b>0</b>	<b>9.083.124</b>

**17.- PASIVOS FINANCIEROS.**

El detalle de este rubro para los cierres al 31 de diciembre de 2010 y 2009, es el siguiente:

**17.1.- Clases de pasivos financieros.**

Pasivos financieros	Ref. nota	Moneda	31-12-2010		31-12-2009	
			Corrientes M\$	No corrientes M\$	Corrientes M\$	No corrientes M\$
Préstamos bancarios.		CL \$	17.900	4.984.929	0	0
Préstamos bancarios.		US \$	23.410	5.616.120	29.097	6.085.200
<b>Total préstamos bancarios</b>			<b>41.310</b>	<b>10.601.049</b>	<b>29.097</b>	<b>6.085.200</b>
<b>Obligaciones con el público (bonos)</b>		UF	<b>3.989.223</b>	<b>50.046.142</b>	<b>3.772.763</b>	<b>52.501.171</b>
<b>Pasivos de cobertura</b>	<b>6.2.-</b>		<b>0</b>	<b>1.089.561</b>	<b>0</b>	<b>510.104</b>
<b>Total</b>			<b>4.030.533</b>	<b>61.736.752</b>	<b>3.801.860</b>	<b>59.096.475</b>



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

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 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 Chile	\$	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
Chile	Banco BCI	\$	Al vencimiento	3,28%	3,28%	Sin Garantía	0	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>							<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23.413</b>	<b>17.897</b>	<b>41.310</b>	<b>5.616.120</b>	<b>4.984.929</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.601.049</b>

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

País	Institución acreedora	Moneda	Tipo de amortización	Tasa efectiva anual	Tasa nominal anual	Garantía	Corrientes					No Corrientes					
							Vencimientos				Total corrientes 31-12-2009	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2009
							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	2,61%	2,61%	Sin Garantía	0	0	29.097	0	29.097	0	6.085.200	0	0	0	6.085.200
<b>Total</b>							<b>0</b>	<b>0</b>	<b>29.097</b>	<b>0</b>	<b>29.097</b>	<b>0</b>	<b>6.085.200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6.085.200</b>

### 17.3.- Obligaciones con el público (bonos)

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 M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	más de 5 hasta 10 años M\$	10 o más años 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
<b>Total</b>									<b>3.989.223</b>	<b>3.707.121</b>	<b>3.707.121</b>	<b>7.414.241</b>	<b>18.535.604</b>	<b>16.682.055</b>	<b>50.046.142</b>	

Saldos al 31 de diciembre de 2009.

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 31-12-2009 M\$	Vencimientos					Total no corrientes 31-12-2009 M\$	Colocación en Chile o el extranjero
							Pago de intereses	Pago de amortización		1 hasta 2 años M\$	más de 2 hasta 3 años M\$	más de 3 hasta 5 años M\$	más de 5 hasta 10 años M\$	10 o más años M\$		
377	D	2.735.294	UF	4,40%	4,77%	01-06-2025	Semestral	Semestral	3.772.763	3.564.870	3.577.209	7.164.434	18.054.913	20.139.745	52.501.171	Chile
<b>Total</b>									<b>3.772.763</b>	<b>3.564.870</b>	<b>3.577.209</b>	<b>7.164.434</b>	<b>18.054.913</b>	<b>20.139.745</b>	<b>52.501.171</b>	

**18.- CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR.**

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Proveedores de energía.	15.626.030	13.178.222	0	0
Retenciones.	2.015.873	1.964.021	0	0
Dividendos por pagar.	20.639	28.281	0	0
Pasivos acumulados (o devengados). (*)	949.658	1.412.087	0	0
Proveedores no energéticos.	1.886.589	1.009.889	0	0
Acreeedores varios.	1.001.265	181.461	0	0
Otros.	479.330	605.619	0	0
<b>Total</b>	<b>21.979.384</b>	<b>18.379.580</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

(*) Pasivos acumulados (o devengados)	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Vacaciones del personal.	567.711	555.698	0	0
Bonificaciones de feriados.	114.207	122.722	0	0
Participación sobre resultados	267.740	652.697	0	0
Participación del Directorio.	0	80.970	0	0
<b>Total</b>	<b>949.658</b>	<b>1.412.087</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

## 19.- OTRAS PROVISIONES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

### 19.1.- Provisiones – Saldos.

Clase de provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales.	1.388.286	922.631	0	0
Provisión de contratos onerosos.	0	16.356	0	0
Participación en utilidades y bonos.	225.581	193.685	0	0
Otras provisiones.	309.924	0	392.516	544.120
<b>Total</b>	<b>1.923.791</b>	<b>1.132.672</b>	<b>392.516</b>	<b>544.120</b>

#### 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 Compañía 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 en el 2° semestre del año 2011 y la segunda en el año 2015.

## 19.2.- Movimiento de las provisiones.

Al 31 de 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\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2010</b>	<b>922.631</b>	<b>16.356</b>	<b>193.685</b>	<b>544.120</b>	<b>1.676.792</b>
Provisiones adicionales.	0	0	0	0	0
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	465.655	(5.433)	236.942	158.320	855.484
Provisión utilizada.	0	(10.923)	(205.046)	0	(215.969)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>465.655</b>	<b>(16.356)</b>	<b>31.896</b>	<b>158.320</b>	<b>639.515</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2010</b>	<b>1.388.286</b>	<b>0</b>	<b>225.581</b>	<b>702.440</b>	<b>2.316.307</b>

Al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de las provisiones	Por reclamaciones legales	Por contratos onerosos	Por participación en utilidades y bonos	Otras provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2009</b>	<b>632.244</b>	<b>31.665</b>	<b>72.661</b>	<b>329.487</b>	<b>1.066.057</b>
Provisiones adicionales.	50.617	0	0	0	50.617
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	289.599	(15.309)	300.662	214.633	789.585
Provisión utilizada.	(49.829)	0	(179.638)	0	(229.467)
<b>Total cambios en provisiones</b>	<b>290.387</b>	<b>(15.309)</b>	<b>121.024</b>	<b>214.633</b>	<b>610.735</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2009</b>	<b>922.631</b>	<b>16.356</b>	<b>193.685</b>	<b>544.120</b>	<b>1.676.792</b>

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

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

**20.1.- Detalle del rubro.**

Provisión por beneficios a los empleados	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Provisión indemnización años de servicio.	188.805	0	1.898.756	4.944.412
Provisión premio de antigüedad.	10.677	10.677	613.366	1.209.780
<b>Total</b>	<b>199.482</b>	<b>10.677</b>	<b>2.512.122</b>	<b>6.154.192</b>

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

Valor presente de las obligaciones post empleo y similar	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo inicial</b>	<b>5.249.984</b>	<b>5.310.158</b>	<b>1.220.457</b>	<b>1.259.624</b>
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos.	387.429	375.938	98.725	106.164
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos.	348.324	384.237	79.386	88.291
Ganancias pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos.	(3.321.768)	(128.371)	(683.042)	(225.964)
Contribuciones pagadas obligación de planes de beneficios definidos.	(488.394)	(691.978)	(91.483)	(7.658)
<b>Total</b>	<b>2.175.575</b>	<b>5.249.984</b>	<b>624.043</b>	<b>1.220.457</b>

### 20.3.- Balance obligaciones post empleo y similares.

Balance plan de beneficios	Indemnización por años de servicios		Premios por antigüedad	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Valor presente obligación plan de beneficios definidos, saldo final.</b>	2.175.575	5.249.984	624.043	1.220.457
Obligación presente con fondos de plan de beneficios definidos.	2.175.575	5.249.984	624.043	1.220.457
Ganancias - pérdidas actuariales no reconocidas en balance netas.	(88.014)	(305.572)	0	0
<b>Total</b>	<b>2.087.561</b>	<b>4.944.412</b>	<b>624.043</b>	<b>1.220.457</b>

### 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
	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	
	Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos.	387.429	375.938	98.725	
Costo por intereses plan de beneficios definidos.	348.324	384.237	79.386	88.291	Costos Financieros.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas.	0	0	(683.042)	0	Costo de ventas - gastos de administración.
<b>Total gastos reconocidos en resultados</b>	<b>735.753</b>	<b>760.175</b>	<b>(504.931)</b>	<b>194.455</b>	

### 20.5.- Hipótesis actuariales.

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

Detalle	31-12-2010	31-12-2009
Tasa de descuento utilizada.	4,9%	3,2%
Tasa de inflación.	3,0%	4,0%
Aumento futuros de salarios.	2,0%	3,5%
Tabla de mortalidad.	RV-2009	B-2006
Tabla de invalidez.	30% de la RV-2009	PDT 1985- Cat III
Tabla de rotación.	3,7%	ESA-77

## 21.- OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos diferidos. (*)	677.328	649.646	3.104.210	0
<b>Total</b>	<b>677.328</b>	<b>649.646</b>	<b>3.104.210</b>	<b>0</b>

### 21.1.- Ingresos diferidos.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

(*) Detalle de ingresos diferidos	Corrientes		No Corrientes	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos diferidos por obras de terceros.	555.249	387.894	0	0
Subsidios.	0	128.183	0	0
Garantías (pago anticipado de clientes).	122.079	133.569	0	0
Pérdidas y Ganancias actuariales no reconocidas.	0	0	3.104.210	0
<b>Total</b>	<b>677.328</b>	<b>649.646</b>	<b>3.104.210</b>	<b>0</b>

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

Detalle de ingresos diferidos corrientes y no corrientes	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>Saldo inicial ingresos diferidos corrientes y no corrientes</b>	<b>649.646</b>	<b>705.368</b>
Adiciones.	9.173.520	5.354.120
Imputación a resultados.	6.041.628	5.373.404
Ganancia (pérdida) otros.	0	(36.438)
<b>Total</b>	<b>3.781.538</b>	<b>649.646</b>



## 21.2.- Contratos de construcción.

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

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

Detalle	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Ingresos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	2.714.272	4.171.850
Costos ordinarios de contrato de construcción reconocido durante el período.	(1.490.295)	(2.981.342)
<b>Margen de contratos en construcción</b>	<b>1.223.977</b>	<b>1.190.508</b>

### 21.2.2.- Importes adeudados por clientes bajo contratos de construcción.

Detalle	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Importe de anticipos recibidos sobre contratos de construcción.	3.309.355	4.362.601
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como activos.	235.080	544.576
Importe bruto debido por clientes por contratos de construcción como pasivos.	790.329	932.470

### 21.2.3.- Subvenciones gubernamentales.

Subvención del gobierno	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Importe de las subvenciones del gobierno reconocidas.	213.590	339.533
Naturaleza de la subvención incluida.	PER - FNDR	PER - FNDR

## **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 2010 y 2009, 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 2010 y 2009 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 2010, 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 2010.

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 2009, aprobó el pago del dividendo definitivo N° 80 de \$2,69 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2008 el cual se pagó con fecha 24 de abril de 2009, por un total de M\$426.559.

El Directorio en Sesión Extraordinaria, celebrada con fecha 28 de mayo de 2009, acordó distribuir un dividendo provisorio N°81 de \$8,16 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N°760 de fecha 24 de agosto de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N°82 de \$14,01 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.

El Directorio en Sesión Ordinaria N° 763 de fecha 23 de Noviembre de 2009, acordó repartir el dividendo provisorio N°83 de \$7,20 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009.

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.

## **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 asciende a M\$10.312.610 y el efecto acumulado al cierre de los estados financieros, luego de ser aplicado el reciclaje de la depreciación del año asciende a M\$32.875.930.

### **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 y la reserva de fondos para dividendos eventuales en ejercicios futuros dispuestas por las respectivas Juntas de Accionistas.

## 22.6.- Participaciones no controladoras.

R.U.T	Nombre de la subsidiaria	País de origen	Porcentaje de participación en subsidiarias de la participación no controladora		31-12-2010		31-12-2009	
			31-12-2010	31-12-2009	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora	Participación no controladora en patrimonio	Ganancia (pérdida) atribuible a participación no controladora
					M\$	M\$	M\$	M\$
76348900-0	Energía del Limarí S.A.	Chile	0,1000%	0,1000%	6.060	191	4.016	188
<b>Total</b>					<b>6.060</b>	<b>191</b>	<b>4.016</b>	<b>188</b>

## 22.7.- Transacciones con participaciones no controladoras.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 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.

Movimiento al 31 de diciembre de 2010.

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2010	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) antes de impuestos			(1.724.359)			191	0	0	(1.724.168)
<b>Reservas de cobertura de flujo de caja</b>									
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	254.697	(39.920)	214.777		0	0	254.697	(39.920)	214.777
Reclasificación a resultados del período.		0	0		0	0	0	0	0
<b>Total movimientos del período</b>	<b>254.697</b>	<b>(39.920)</b>	<b>214.777</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>254.697</b>	<b>(39.920)</b>	<b>214.777</b>
<b>Reserva por revaluación</b>									
Incremento por tasaciones del período.	12.452.472	(2.141.231)	10.311.241	1.649	(280)	1.369	12.454.121	(2.141.511)	10.312.610
<b>Total movimientos del período</b>	<b>12.452.472</b>	<b>(2.141.231)</b>	<b>10.311.241</b>	<b>1.649</b>	<b>(280)</b>	<b>1.369</b>	<b>12.454.121</b>	<b>(2.141.511)</b>	<b>10.312.610</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>8.801.659</b>			<b>1.560</b>			<b>8.803.219</b>

Movimiento al 31 de diciembre de 2009.

Movimiento de otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2009	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\$
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>			7.197.339			188			7.197.527
<b>Reservas de cobertura de flujo de caja</b>									
Ganancias (pérdidas) del ejercicio en otros resultados integrales.	(479.923)	81.587	(398.336)		0	0	(479.923)	81.587	(398.336)
Reclasificación a resultados del período.		0	0		0	0	0	0	0
<b>Total movimientos del período</b>	<b>(479.923)</b>	<b>81.587</b>	<b>(398.336)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>(479.923)</b>	<b>81.587</b>	<b>(398.336)</b>
<b>Reserva por revaluación</b>									
Incremento por tasaciones del período.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total movimientos del período</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Total resultado integral</b>			<b>6.799.003</b>			<b>188</b>			<b>6.799.191</b>

## 23.- INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS.

### 23.1.- Ingresos ordinarios.

Ingresos de actividades ordinarias	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
<b>Ventas</b>	<b>148.344.755</b>	<b>146.439.175</b>
Venta de energía.	147.306.394	143.942.538
Venta de mercaderías, materiales y equipos.	1.038.361	2.496.637
<b>Prestaciones de servicios</b>	<b>9.081.134</b>	<b>11.443.447</b>
Arriendo de equipos de medida.	1.239.796	2.098.542
Servicios de mantenimiento de equipos a clientes.	100.322	113.893
Apoyos en postación.	518.005	1.618.705
Servicios de construcción de obras e instalaciones eléctricas.	3.575.379	4.171.850
Otras prestaciones	3.647.632	3.440.457
<b>Total</b>	<b>157.425.889</b>	<b>157.882.622</b>

**23.2.- Otros ingresos, por función.**

Otros ingresos por función	01-01-2010	01-01-2009
	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Arriendo de oficinas a terceros.	115.775	302.211
Otros ingresos de operación.	1.742.430	3.241.758
<b>Total</b>	<b>1.858.205</b>	<b>3.543.969</b>

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

**24.1.- Gastos por naturaleza.**

Gastos por naturaleza	01-01-2010	01-01-2009
	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Compra de energía.	121.622.710	119.735.717
Gastos de personal.	7.525.347	8.590.376
Gastos de operación y mantenimiento.	9.795.270	17.359.387
Gastos de administración.	7.885.707	1.913.504
Costos de mercadotecnia.	236.658	346.871
Depreciación.	4.495.237	4.819.421
Amortización.	4.958	4.183
Otros gastos varios de operación.	1.389.396	1.457.609
<b>Total</b>	<b>152.955.283</b>	<b>154.227.068</b>

**24.2.- Gastos de personal.**

Gastos de personal	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Sueldos y salarios.	5.326.105	5.225.303
Beneficios a corto plazo a los empleados.	1.768.091	2.179.967
Gasto por obligación por beneficios post empleo.	(196.888)	482.102
Beneficios por terminación.	41.416	83.788
Otros gastos de personal.	586.623	619.216
<b>Total</b>	<b>7.525.347</b>	<b>8.590.376</b>

**24.3.- Depreciación y amortización.**

Detalle	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
<b>Depreciación</b>		
Costo de ventas.	4.291.575	4.605.948
Gasto de administración.	203.662	213.473
<b>Total depreciación</b>	<b>4.495.237</b>	<b>4.819.421</b>
<b>Amortización</b>		
Gasto de administración.	4.958	4.183
<b>Total amortización</b>	<b>4.958</b>	<b>4.183</b>
<b>Total</b>	<b>4.500.195</b>	<b>4.823.604</b>

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

En este rubro al 31 de diciembre 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:

Otras ganancias (pérdidas)	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Remuneración directorio	(69.262)	(63.591)
Participación directorio	0	(48.642)
Juicio arbitral Colbún	(1.203.180)	0
Provisión juicios	0	(223.791)
Costo Venta activos fijos	(1.071.618)	0
Multas fiscales	(327.850)	(249)
Otros	(26.457)	(12.771)
<b>Total</b>	<b>(2.698.367)</b>	<b>(349.044)</b>

#### 25.- RESULTADO FINANCIERO.

Resultado financiero	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
<b>Ingresos financieros</b>		
Intereses comerciales.	125.001	1.786.669
Otros ingresos financieros.	439.762	1.492.091
<b>Total Ingresos financieros</b>	<b>564.763</b>	<b>3.278.760</b>
<b>Costos financieros</b>		
Gastos por préstamos bancarios.	(428.827)	(219.006)
Gastos por obligaciones con el público (bonos).	(2.637.152)	(2.744.809)
Otros gastos.	(1.143.196)	(702.747)
<b>Total costos financieros</b>	<b>(4.209.175)</b>	<b>(3.666.562)</b>
<b>Unidad de reajuste</b>		
<b>Total resultados por unidades de reajuste</b>	<b>(1.697.214)</b>	<b>1.627.735</b>
<b>Total resultado financiero</b>	<b>(5.341.626)</b>	<b>1.239.933</b>



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

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

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se originó un cargo a resultados por impuesto a las ganancias que asciende a M\$12.986 y M\$892.885 respectivamente.

Durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, se procedió a calcular y contabilizar los efectos de la Ley N° 20.455 “Ley de Reconstrucción” con un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013. Producto de lo anterior y de conformidad a lo establecido en la NIC 12 se ha efectuado un cargo de M\$169.040, por este concepto.

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes corriente y diferida	01-01-2010	01-01-2009
	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
(Gasto) por impuestos corrientes.	(82.502)	(73.241)
<b>Total gasto por impuestos corrientes a las ganancias, neto</b>	<b>(82.502)</b>	<b>(73.241)</b>
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias.	238.556	(819.644)
(Gasto) diferido ingreso por impuestos relativo a cambios de la tasa impositiva o nuevas tasas.	(169.040)	0
<b>Total (gasto) ingreso por impuestos diferidos a las ganancias, neto</b>	<b>69.516</b>	<b>(819.644)</b>
<b>(Gasto) Ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(12.986)</b>	<b>(892.885)</b>

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

(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias por partes extranjera y nacional	01-01-2010	01-01-2009
	31-12-2010	31-12-2009
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional.	(82.502)	(73.241)
<b>Total gasto por impuestos corrientes, neto</b>	<b>(82.502)</b>	<b>(73.241)</b>
(Gasto) o Ingreso por impuestos diferidos, neto, nacional.	69.516	(819.644)
<b>Total gasto por impuestos diferidos, neto</b>	<b>69.516</b>	<b>(819.644)</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuesto a las ganancias</b>	<b>(12.986)</b>	<b>(892.885)</b>

### 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 para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Conciliación del gasto por impuestos utilizando la tasa legal con el gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>290.901</b>	<b>(1.375.370)</b>
Efecto impositivo de ingresos no imponibles.	(231.314)	408.941
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente.	87.938	(236.306)
Efecto impositivo de la utilización de pérdidas fiscales no reconocidas anteriormente.	0	24
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas.	(169.040)	0
Efecto impositivo de otras tasas impositivas	0	0
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales.	8.528	309.826
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(303.887)</b>	<b>482.485</b>
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva</b>	<b>(12.986)</b>	<b>(892.885)</b>

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

Importes antes de impuestos	01-01-2010 31-12-2010			01-01-2009 31-12-2009		
	Importe antes de impuestos M\$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de impuestos M\$	Importe antes de impuestos M\$	Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de impuestos M\$
Revalorizaciones de propiedades, plantas y equipos.	12.454.121	(2.141.511)	10.312.610	0	0	0
Cobertura de flujo de caja.	254.697	(39.920)	214.777	(479.923)	81.587	(398.336)
<b>Total</b>		<b>(2.181.431)</b>			<b>81.587</b>	

## 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	01-01-2010 31-12-2010	01-01-2009 31-12-2009
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	(1.724.359)	7.197.339
Ajustes para calcular ganancias disponibles para los accionistas comunes, básico	0	0
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	(1.724.359)	7.197.339
Promedio ponderado de número de acciones, básico.	158.571.960	158.571.960
Ganancias (pérdidas) básicas por acción (\$ por acción)	(10,87)	45,39

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 dichos segmentos 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 el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 y el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 es el siguiente:

## 28.2.- Cuadros patrimoniales.

Segmentos activo

ACTIVOS	Regulado		No regulado		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>						
Efectivo y equivalentes al efectivo.	1.821.715	2.338.356	1.098.838	1.410.470	2.920.553	3.748.826
Otros activos no financieros.	568.273	357.437	0	0	568.273	357.437
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	62.414.476	33.204.934	4.949.952	2.626.590	67.364.428	35.831.524
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	248.890	339.129	75.517	294.844	324.407	633.973
Inventarios.	286.501	464.433	605.393	710.101	891.894	1.174.534
Activos por impuestos.	3.767.455	2.069.708	2.511.004	1.379.458	6.278.459	3.449.166
<b>Total activos corrientes</b>	<b>69.107.310</b>	<b>38.773.997</b>	<b>9.240.704</b>	<b>6.421.463</b>	<b>78.348.014</b>	<b>45.195.460</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>						
Otros activos no financieros.	8.280	8.280	0	0	8.280	8.280
Derechos por cobrar.	1.218.213	840.597	812.140	560.397	2.030.353	1.400.994
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	0	15.844	0	10.562	0	26.406
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	1.925.782	1.930.740	0	0	1.925.782	1.930.740
Plusvalía.	99.060.734	99.060.734	0	0	99.060.734	99.060.734
Propiedades, planta y equipo.	107.045.373	96.680.684	47.368	42.826	107.092.741	96.723.510
Activos por impuestos diferidos.	4.475.998	5.609.477	2.977.728	3.731.793	7.453.726	9.341.270
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>213.734.380</b>	<b>204.146.356</b>	<b>3.837.236</b>	<b>4.345.578</b>	<b>217.571.616</b>	<b>208.491.934</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>282.841.690</b>	<b>242.920.353</b>	<b>13.077.940</b>	<b>10.767.041</b>	<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>

Segmentos Pasivos más patrimonio Neto.

PASIVOS	Regulado		No regulado		Totales	
	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>						
Pasivos financieros.	3.553.722	3.801.860	476.811	0	4.030.533	3.801.860
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21.979.384	18.379.580	0	0	21.979.384	18.379.580
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	30.159.238	3.564.965	4.801.293	4.066.662	34.960.531	7.631.627
Otras provisiones a corto plazo.	1.200.574	706.863	723.217	425.809	1.923.791	1.132.672
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.	119.685	6.406	79.797	4.271	199.482	10.677
Otros pasivos no financieros.	503.067	482.507	174.261	167.139	677.328	649.646
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>57.515.670</b>	<b>26.942.181</b>	<b>6.255.379</b>	<b>4.663.881</b>	<b>63.771.049</b>	<b>31.606.062</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>						
Pasivos financieros.	61.736.752	59.096.475	0	0	61.736.752	59.096.475
Otras provisiones a largo plazo.	392.516	544.120	0	0	392.516	544.120
Pasivo por impuestos diferidos.	482.668	258.146	0	0	482.668	258.146
Provisiones por beneficios a los empleados.	1.932.717	3.692.515	579.405	2.461.677	2.512.122	6.154.192
Otros pasivos no financieros.	2.388.244	0	715.966	0	3.104.210	0
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>66.932.897</b>	<b>63.591.256</b>	<b>1.295.371</b>	<b>2.461.677</b>	<b>68.228.268</b>	<b>66.052.933</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>124.448.567</b>	<b>90.533.437</b>	<b>7.550.750</b>	<b>7.125.558</b>	<b>131.999.317</b>	<b>97.658.995</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>						
Capital emitido.	116.758.451	118.577.725	4.841.180	3.021.906	121.599.631	121.599.631
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	19.110.080	20.325.250	450.066	478.060	19.560.146	20.803.310
Otras reservas.	22.518.532	13.479.925	235.944	141.517	22.754.476	13.621.442
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>	<b>158.387.063</b>	<b>152.382.900</b>	<b>5.527.190</b>	<b>3.641.483</b>	<b>163.914.253</b>	<b>156.024.383</b>
Participaciones no controladoras.	6.060	4.016	0	0	6.060	4.016
<b>Total patrimonio</b>	<b>158.393.123</b>	<b>152.386.916</b>	<b>5.527.190</b>	<b>3.641.483</b>	<b>163.920.313</b>	<b>156.028.399</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>282.841.690</b>	<b>242.920.353</b>	<b>13.077.940</b>	<b>10.767.041</b>	<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>

28.3.- Cuadros de resultados.

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	Regulado		No Regulado		Total	
	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$	01-01-2010 31-12-2010 M\$	01-01-2009 31-12-2009 M\$
	Ingresos de actividades ordinarias.	144.228.441	145.039.783	13.197.448	12.842.839	157.425.889
Costo de ventas	(121.929.304)	(131.220.935)	(12.703.449)	(9.799.954)	(134.632.753)	(141.020.889)
<b>Ganancia bruta</b>	<b>22.299.137</b>	<b>13.818.848</b>	<b>493.999</b>	<b>3.042.885</b>	<b>22.793.136</b>	<b>16.861.733</b>
Otros ingresos, por función.	0	0	1.858.205	3.543.969	1.858.205	3.543.969
Gasto de administración.	(17.610.919)	(11.917.879)	(474.953)	(329.850)	(18.085.872)	(12.247.729)
Otros gastos, por función.	(202.502)	(743.688)	(34.156)	(214.762)	(236.658)	(958.450)
Otras ganancias (pérdidas).	(2.620.563)	(317.538)	(77.804)	(31.506)	(2.698.367)	(349.044)
Ingresos financieros.	564.763	3.278.760	0	0	564.763	3.278.760
Costos financieros.	(4.084.202)	(3.539.052)	(124.973)	(127.510)	(4.209.175)	(3.666.562)
Resultados por unidades de reajuste.	(1.697.214)	1.627.735	0	0	(1.697.214)	1.627.735
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>(3.351.500)</b>	<b>2.207.186</b>	<b>1.640.318</b>	<b>5.883.226</b>	<b>(1.711.182)</b>	<b>8.090.412</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	294.524	(581.266)	(307.510)	(311.619)	(12.986)	(892.885)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(3.056.976)</b>	<b>1.625.920</b>	<b>1.332.808</b>	<b>5.571.607</b>	<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>
Depreciación	4.495.237	4.819.422	0	0	4.495.237	4.819.422
Amortización	4.958	8.197	0	0	4.958	8.197
<b>EBITDA</b>	<b>8.985.911</b>	<b>5.984.900</b>	<b>1.843.095</b>	<b>6.042.242</b>	<b>10.829.006</b>	<b>12.027.142</b>

29.- EFECTOS DE LAS VARIACIONES EN LAS TASAS DE CAMBIO DE LA MONEDA EXTRANJERA.

29.1.- Resumen sobre efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera.

Tipo o clase de activo o pasivo en moneda extranjera, resumen	Tipo de moneda de origen	Monto expresado en moneda de presentación de la entidad informante M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Más de 1 año a 3 años M\$	Más de 3 años a 5 años M\$	Más de 5 años M\$
---	--------------------------	---	----------------------	---------------------------	------------------------------	-------------------------------	----------------------

**Saldos al 31 de diciembre de 2010**

Pasivos corrientes	US \$	5.005	0	5.005	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	5.803.800	0	0	5.803.800	0	0
<b>Total pasivos</b>		<b>5.808.805</b>	<b>0</b>	<b>5.005</b>	<b>5.803.800</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

**Saldos al 31 de diciembre de 2009**

Pasivos corrientes	US \$	29.097	0	29.097	0	0	0
Pasivos no corrientes	US \$	6.085.200	0	0	6.085.200	0	0
<b>Total pasivos</b>		<b>6.114.297</b>	<b>0</b>	<b>29.097</b>	<b>6.085.200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

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

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de diciembre de 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 \$	5.005	0	5.005			
----------------------	-------	-------	---	-------	--	--	--

<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>5.005</b>	<b>0</b>	<b>5.005</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
---------------------------------	--	--------------	----------	--------------	----------	----------	----------

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2009							
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 \$	29.097	0	29.097			
----------------------	-------	--------	---	--------	--	--	--

<b>Total pasivos corrientes</b>		<b>29.097</b>	<b>0</b>	<b>29.097</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
---------------------------------	--	---------------	----------	---------------	----------	----------	----------



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

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de diciembre de 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 \$	5.803.800			5.803.800	0	0
----------------------	-------	-----------	--	--	-----------	---	---

<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>5.803.800</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5.803.800</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
------------------------------------	--	------------------	----------	----------	------------------	----------	----------

Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera - al 31 de diciembre de 2009							
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 \$	6.085.200			6.085.200	0	0
----------------------	-------	-----------	--	--	-----------	---	---

<b>Total pasivos no corrientes</b>		<b>6.085.200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6.085.200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
------------------------------------	--	------------------	----------	----------	------------------	----------	----------

### 30.- CONTINGENCIAS, JUICIOS Y OTROS.

#### 30.1.- Juicios y otras acciones legales.

- 30.1.1.- Nombre del juicio: "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\$ 633.000  
Estado: Sentencia de primera instancia acogió la demanda. Municipalidad de Coquimbo presentó recurso de apelación en su contra. Sentencia de segunda instancia confirmó la de primera instancia, con fecha 29 de diciembre de 2010.
- 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: Pendiente fijación de puntos de prueba.  
Exposición: Existe jurisprudencia 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: "Olguín Saavedra Juan Luis con Conafe".  
Fecha: 11 de diciembre de 2009.  
Tribunal: Juzgado de Policía Local de Los Vilos,  
Rol Nº: 3924-2009,  
Materia: Indemnización de perjuicios, basada en que el demandante habría sufrido la amputación de dos dedos de su mano, motivo por una supuesta conexión eléctrica mal ejecutada.  
Cuantía: M\$ 100.000  
Estado: Para fallo de primera instancia.  
Exposición: Deducible, UF 1.500.
- 30.1.4.- 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 de suministro eléctrico.  
Cuantía: M\$ 27.000.  
Estado: Para fallo de primera instancia.  
Exposición: M\$5.000.

- 30.1.5.- Nombre del juicio: “Valdés Tapia, Rodolfo con CONAFE”.  
Fecha: 16 de marzo de 2010.  
Tribunal: 1° Juzgado de Letras de Coquimbo.  
Rol N°: 263-2010.  
Materia: Demanda por indemnización de perjuicios, basada en que hijo del demandante, habría tomado contacto con línea eléctrica de CONAFE.  
Cuantía: M\$ 50.000.  
Estado: Etapa de prueba.  
Exposición: Deducible, UF 1.500.
- 30.1.6.- Nombre del juicio: “Ramos Alvarado, Rodrigo con Asegim Ltda. y Otra”.  
Fecha: 5 de mayo de 2010.  
Tribunal: Juzgado de Letras del Trabajo de La Serena.  
Rol N°: 117-2010.  
Materia: Demanda de indemnización por accidente del trabajo.  
Cuantía: M\$ 296.000.  
Estado: Con fecha 26 de agosto de 2010 se dictó sentencia, condenando conjuntamente a ASEGIM y CONAFE al pago de \$80.000.000. Demandante y demandada principal interpusieron recurso de nulidad. Con fecha 7 de diciembre de 2010 Corte de Apelaciones de La Serena revocó la sentencia de Juzgado de Letras, estableciendo que la obligación de pago establecida por la sentencia es solidaria respecto de CONAFE y Asegim.  
Exposición: Deducible, UF 1.500.

### **30.2.- Sanciones administrativas**

- 30.2.1.- SEC, Resolución Exenta N° 1740-2010, multa a CONAFE por UTA 800.  
Fecha: 7 de Julio de 2010  
Motivo: No facturar durante diciembre de 2009, enero, febrero y marzo de 2010, como resultado de problemas en la implementación de la nueva plataforma informática.  
Estado: Se interpuso reposición ante SEC con fecha 15 de julio de 2010. Mediante Resolución Exenta N°3616 de 7 de diciembre de 2010, SEC rechazó recurso de reposición. Con fecha 30 de diciembre de 2010 se interpuso reclamación de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso.  
Exposición: Se estima riesgo máximo equivalente al 70% de la multa.

### 30.3.- 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 es la siguiente para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009.

	31-12-2010				Promedio del periodo
	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
<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>234</b>	<b>116</b>	<b>366</b>	<b>374</b>

	31-12-2009				Promedio del periodo
	Gerentes y ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Trabajadores y otros	Total	
Gerencia	12	74	3	89	89
Gerencia Zonal IV	3	26	7	36	31
Gerencia Zonal V	3	20	11	34	28
GZIV- Coquimbo	0	17	5	22	24
GZIV- La Serena	0	23	18	41	45
GZIV- Ovalle	0	13	17	30	30
GZV- Illapel	0	20	33	53	54
GZV- La Ligua	0	10	15	25	26
GZV- Viña del Mar	0	17	20	37	48
Energía del Limarí S.A.	0	6	6	12	12
<b>Total</b>	<b>18</b>	<b>226</b>	<b>135</b>	<b>379</b>	<b>387</b>

### 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.

Entre el 31 de diciembre de 2010 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

## ANÁLISIS RAZONADO

### Por los ejercicios terminados al 31 de Diciembre de 2010 y 2009.

Razón Social:                   Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica S.A.  
Rut:                                 91.143.000-2

#### Introducción

Para la comprensión de este análisis razonado correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, se debe tener presente que la Sociedad ha preparado sus estados financieros anuales de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y representan la adopción integral, explícita y sin reservas de las referidas normas internacionales.

En el análisis de cifras e índices se debe tener presente que el Estado de Situación Financiera se compara con los saldos al 31 de diciembre 2010 y 31 de diciembre de 2009, al igual que el Estado de Resultados Integrales y Flujos de Efectivo.

#### 1. Análisis de las áreas de negocios:

Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica y Subsidiaria, participa en el negocio de distribución de energía eléctrica en las regiones de Coquimbo y Valparaíso y abastece a 343.578 clientes con ventas físicas que alcanzaron 1.446,7 GWh al cierre del ejercicio 2010.

#### 2. Análisis del Estado de Resultados Integrales.

##### 2.1. Estado de Resultado

ESTADO DE RESULTADOS POR FUNCION	01-01-2010	01-01-2009	Variación	Variación
	31-12-2010	31-12-2009	M\$	%
	M\$	M\$		
Ingresos de actividades ordinarias.	157.425.889	157.882.622	(456.733)	-0,3%
Costo de ventas	(134.632.753)	(141.020.889)	6.388.136	-4,5%
<b>Ganancia bruta</b>	<b>22.793.136</b>	<b>16.861.733</b>	<b>5.931.403</b>	<b>35,2%</b>
Otros ingresos, por función.	1.858.205	3.543.969	(1.685.764)	-47,6%
Gasto de administración.	(18.085.872)	(12.247.729)	(5.838.143)	47,7%
Otros gastos, por función.	(236.658)	(958.450)	721.792	-75,3%
Otras ganancias (pérdidas).	(2.698.367)	(349.044)	(2.349.323)	673,1%
Ingresos financieros.	564.763	3.278.760	(2.713.997)	-82,8%
Costos financieros.	(4.209.175)	(3.666.562)	(542.613)	14,8%
Resultados por unidades de reajuste.	(1.697.214)	1.627.735	(3.324.949)	-204,3%
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>(1.711.182)</b>	<b>8.090.412</b>	<b>(9.801.594)</b>	<b>-121,2%</b>
Gasto por impuestos a las ganancias.	(12.986)	(892.885)	879.899	-98,5%
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>	<b>(8.921.695)</b>	<b>-124,0%</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la	(1.724.359)	7.197.339	(8.921.698)	-124,0%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no	191	188	3	1,6%
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(1.724.168)</b>	<b>7.197.527</b>	<b>(8.921.695)</b>	<b>-124,0%</b>

## Análisis de Resultados

La pérdida del período fue de M\$1.724.168, lo que representa una disminución de un 124,0% respecto al mismo período del año anterior. Esto se explica principalmente por:

- La ganancia (pérdida) del período antes de impuesto disminuyó en M\$ 9.801.594, lo que representa una disminución de un 121,2% con respecto al ejercicio anterior. Esto se explica por una disminución del resultado por unidades de reajuste sobre las deudas en UF (M\$3.324.949), por menores otros ingresos por función (M\$1.685.764), menores ingresos financieros (M\$2.713.997) por menores intereses de retail y por mora, mayores gastos de administración (M\$5.838.143) y menor resultado de otras ganancias (pérdidas), producto del resultado de Juicio arbitral con Colbún S.A. y multas de la autoridad (M\$2.349.323), lo que se ve parcialmente compensado por un menor gasto por impuestos a las ganancias M\$879.899 y una mayor ganancia bruta de M\$5.931.403 que se debe principalmente a un mayor margen compra-venta de energía respecto de diciembre 2009.

### 2.2. Principales Indicadores

A continuación se detallan los principales indicadores físicos y financieros.

Indicadores	Unidad	dic-10	dic-09	Var.	Var. %
Clientes a fines del ejercicio	Nº	343.578	336.548	7.030	2,09%
Ventas físicas de energía	GWH	1.446,7	1.351,0	95,7	7,08%
Ventas monetarias de energía	MM\$	147.306	143.943	3.363	2,34%
Compras monetarias de energía y peajes	MM\$	(121.622)	(119.736)	(1.886)	1,58%
R.A.I.I.D.A.I.E.	MM\$	6.998	16.585	(9.586)	-57,80%
Cobertura de gastos financieros	Veces	0,59	3,21	-2,61	-81,49%
Ingresos Operacionales / Costos Operacionales	Veces	1,02	1,04	-0,02	-2,01%
Utilidad/pérdida por acción	\$	-10,87	45,39	-56,26	-123,96%

## 3. Análisis del Estado de Situación Financiera.

### 3.1. ACTIVOS

ACTIVOS	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	Variación M\$	Variación %
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y equivalentes al efectivo.	2.920.553	3.748.826	(828.273)	-22,1%
Otros activos no financieros.	568.273	357.437	210.836	59,0%
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.	67.364.428	35.831.524	31.532.904	88,0%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	324.407	633.973	(309.566)	-48,8%
Inventarios.	891.894	1.174.534	(282.640)	-24,1%
Activos por impuestos.	6.278.459	3.449.166	2.829.293	82,0%
<b>Total activos corrientes</b>	<b>78.348.014</b>	<b>45.195.460</b>	<b>33.152.554</b>	<b>73,4%</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Otros activos no financieros.	8.280	8.280	0	0,0%
Derechos por cobrar.	2.030.353	1.400.994	629.359	44,9%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	0	26.406	(26.406)	-100,0%
Activos intangibles distintos de la plusvalía.	1.925.782	1.930.740	(4.958)	-0,3%
Plusvalía.	99.060.734	99.060.734	0	0,0%
Propiedades, planta y equipo.	107.092.741	96.723.510	10.369.231	10,7%
Activos por impuestos diferidos.	7.453.726	9.341.270	(1.887.544)	-20,2%
<b>Total activos no corrientes</b>	<b>217.571.616</b>	<b>208.491.934</b>	<b>9.079.682</b>	<b>4,4%</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>	<b>42.232.236</b>	<b>16,6%</b>

### 3.2. Análisis Activos

Al 31 de diciembre de 2010 los activos totales de la Sociedad, presentan un aumento de M\$42.232.236 respecto del ejercicio anterior, de los cuales se debe distinguir:

- Los activos corrientes, presentan un aumento de M\$33.152.554, que se debe principalmente a:
  - Disminución del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por M\$ 828.273.
  - Aumento de los Deudores Comerciales y Otras cuentas por cobrar por M\$ 31.532.904, producto de menores recaudaciones de Deudores Comerciales.
  - Aumento de M\$2.829.293 en los Activos por Impuestos.
- Los activos no corrientes, presentan un aumento de M\$9.079.682, que se debe principalmente a:
  - Aumento de M\$10.369.231 en Propiedades, Planta y Equipo, producto de la revaluación de activos y por el aumento de derechos por cobrar de largo plazo por M\$629.359 y parcialmente compensado por una disminución de activos por impuestos diferidos por M\$1.887.544 producto de la disminución de diferencias entre valores financieros y tributarios que sirven de base para el cálculo.

### 3.3. Pasivos y Patrimonio Neto

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$	Variación M\$	Variación %
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Pasivos financieros.	4.030.533	3.801.860	228.673	6,0%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.	21.979.384	18.379.580	3.599.804	19,6%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	34.960.531	7.631.627	27.328.904	358,1%
Otras provisiones a corto plazo.	1.923.791	1.132.672	791.119	69,8%
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.	199.482	10.677	188.805	1768,3%
Otros pasivos no financieros.	677.328	649.646	27.682	4,3%
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>63.771.049</b>	<b>31.606.062</b>	<b>32.164.987</b>	<b>101,8%</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>				
Pasivos financieros.	61.736.752	59.096.475	2.640.277	4,5%
Otras provisiones a largo plazo.	392.516	544.120	(151.604)	-27,9%
Pasivo por impuestos diferidos.	482.668	258.146	224.522	87,0%
Provisiones por beneficios a los empleados.	2.512.122	6.154.192	(3.642.070)	-59,2%
Otros pasivos no financieros.	3.104.210	0	3.104.210	-
<b>Total pasivos no corrientes</b>	<b>68.228.268</b>	<b>66.052.933</b>	<b>2.175.335</b>	<b>3,3%</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>131.999.317</b>	<b>97.658.995</b>	<b>34.340.322</b>	<b>35,2%</b>
<b>PATRIMONIO NETO</b>				
Capital emitido.	121.599.631	121.599.631	0	0,0%
Ganancias (pérdidas) acumuladas.	19.560.146	20.803.310	(1.243.164)	-6,0%
Otras reservas.	22.754.476	13.621.442	9.133.034	67,0%
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.</b>	<b>163.914.253</b>	<b>156.024.383</b>	<b>7.889.870</b>	<b>5,1%</b>
Participaciones no controladoras.	6.060	4.016	2.044	50,9%
<b>Total patrimonio</b>	<b>163.920.313</b>	<b>156.028.399</b>	<b>7.891.914</b>	<b>5,1%</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>295.919.630</b>	<b>253.687.394</b>	<b>42.232.236</b>	<b>16,6%</b>



### 3.4. Análisis Pasivos y Patrimonio Neto

Al 31 de diciembre de 2010 los Pasivos Totales y Patrimonio Neto aumentaron en M\$ 42.232.236 respecto al ejercicio de 2009, es decir 16,6 superior, lo cual es explicado principalmente por:

Los pasivos corrientes presentan un aumento de M\$32.164.987, explicado principalmente por:

- Aumento de las cuentas por pagar a empresas relacionadas por M\$ 27.328.904, debido principalmente al aumento de la cuenta corriente mercantil con la matriz CGE.
- Aumento en la Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar por M\$ 3.599.804, principalmente producto de mayores cuentas por pagar a proveedores de energía.

Los pasivos no corrientes presentan un aumento de M\$2.175.335, explicado principalmente por:

- Aumento de los Pasivos financieros No corrientes de M\$ 2.640.277, por obtención de crédito bancario de largo plazo.
- Disminución de la provisión por beneficios a los empleados y aumento de los otros pasivos no financieros, producto de Ganancias pérdidas actuariales de obligación por planes de beneficios definidos diferidas y reconocidas en otros pasivos no financieros no corrientes.

Respecto del Patrimonio, cabe señalar que éste aumentó en M\$ 7.891.914 respecto de 2009. Esta variación se explica principalmente por un aumento de M\$ 9.133.034 en Otras Reservas producto de la revaluación de propiedad, planta y equipo, compensado parcialmente por la pérdida del período ascendente a M\$ 1.724.168.

### 3.5. Principales Indicadores

A continuación se presentan los principales indicadores financieros.

Indicadores	Unidad	dic-10	dic-09	Variación	Variación %
Liquidez corriente	Veces	1,23	1,43	-0,20	-13,96%
Razón ácida	Veces	1,12	1,28	-0,17	-13,05%
Deuda / patrimonio	Veces	0,81	0,63	0,18	28,66%
Deuda corto plazo / deuda total	%	48,31	32,36	15,95	49,28%
Deuda Largo plazo / deuda total	%	51,69	67,64	-15,95	-23,58%
Deuda bancaria / deuda total	%	8,89	6,78	2,10	31,03%
Obligaciones con el público / deuda total	%	49,82	64,41	-14,58	-22,64%
Rentabilidad del patrimonio	%	-1,11	4,65	-5,76	-123,75%
Rendimiento de activos operacionales	%	-0,79	3,62	-4,41	-121,68%

#### 3.5.1 Liquidez corriente

El índice de liquidez a diciembre de 2010 es de 1,23 veces, lo que representa una disminución de este coeficiente en 0,20 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por el mayor aumento de los pasivos corrientes en relación al aumento de los activos corrientes.

#### 3.5.2 Razón ácida

La razón ácida presenta una disminución de 0,17 veces respecto al mismo período del año anterior, principalmente por el mayor aumento de los pasivos corrientes en relación al aumento de los activos corrientes.

### 3.5.3 Razón de endeudamiento

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,81 veces a diciembre de 2010. El aumento se debe principalmente a un incremento en los pasivos exigibles superior proporcionalmente al incremento experimentado por el patrimonio.

### 3.5.4 Cobertura de gastos financieros

La cobertura de gastos financieros es de 0,59 veces y presenta una disminución 2,61 veces, lo que se explica principalmente por un menor resultado antes de impuesto del período debido a lo explicado en el punto 2.1.

## 4. Análisis del Estado de Flujos de Efectivo.

### 4.1. Análisis de Flujos de Efectivo

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO DIRECTO	01-01-2010	01-01-2009	Variación	%
	31-12-2010	31-12-2009		
	M\$	M\$	M\$	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(25.231.239)	13.316.797	(38.548.036)	-289,47%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(3.048.508)	(1.161.643)	(1.886.865)	162,43%
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiac	27.451.474	(11.359.116)	38.810.590	-341,67%
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>(828.273)</b>	<b>796.038</b>	<b>(1.624.311)</b>	<b>-204,05%</b>
			0	
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período.	3.748.826	2.952.788	796.038	26,96%
			0	
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período.</b>	<b>2.920.553</b>	<b>3.748.826</b>	<b>(828.273)</b>	<b>-22,09%</b>

La Sociedad ha generado durante el ejercicio 2010, un flujo neto negativo de M\$828.273, inferior en M\$1.624.311 con respecto al año 2009, donde se obtuvo un flujo positivo M\$796.038, el que está compuesto de la siguiente forma:

Las actividades de la operación generaron una variación neta negativa de M\$ 38.548.036, producto fundamentalmente de los menores Importes cobrados a Clientes por M\$29.463.980 y mayores pagos a Proveedores por M\$ 6.532.236.

Las actividades de inversión generaron una variación neta negativa de M\$ 1.886.865 que se explica fundamentalmente por menores importes procedentes de venta de propiedades, planta y equipos por M\$ 3.858.801, compensado parcialmente por menores incorporaciones de propiedades, planta y equipo por M\$ 1.729.377 a diciembre de 2010.

Las actividades de financiamiento generaron una variación neta positiva de M\$ 38.810.590 originado principalmente por financiamiento neto de entidades relacionadas por M\$ 28.407.215 producto del aumento de cuenta corriente mercantil con la matriz, financiamiento neto de préstamos bancarios por M\$ 6.233.116, compensado parcialmente por menores pagos de dividendos por M\$ 4.170.259.

Considerando el saldo inicial de efectivo de M\$ 3.748.826 y el flujo neto negativo total del período a diciembre de 2010 de M\$ 828.273, el saldo final de efectivo alcanzó a M\$ 2.920.553.

## 5.- 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:

#### **5.1.- 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:

##### **5.1.1.- 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.

### 5.1.2 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 343.578 clientes, cuyas ventas físicas alcanzaron a 1.446,7 GWh al cierre del ejercicio comprendido entre enero y diciembre de 2010.

#### 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, vigente hasta el 30 de abril 2020. No obstante dicho plazo, Colbún tendrá la opción de poner término anticipado a los contratos en determinadas fechas. El primer subperíodo del contrato termina el 30 de abril 2015 y el segundo el 30 de abril 2020.; 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.

### 5.1.3.- 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.

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.

## 5.2.- 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.

### 5.2.1.- 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 2010, la deuda financiera de CONAFE alcanzó a M\$64.677.724, la que se encuentra denominada principalmente en unidades de fomento o pesos.

Tipo de deuda	31-12-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Deuda en Pesos o UF	59.038.194	91,28%	56.273.934	90,20%
Deuda en US\$, pesificada mediante derivados	5.639.530	8,72%	6.114.297	9,80%
Deuda en US\$ u otra moneda extranjera	0	0,00%	0	0,00%
<b>Total</b>	<b>64.677.724</b>	<b>100%</b>	<b>62.388.231</b>	<b>100%</b>

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

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

En relación a la deuda en dólares por US\$ 12.000.000 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 2010 alcanza a UF 2.558.824 (UF 2.735.294 al 31 de diciembre de 2009).

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\$1.465.481 (M\$1.546.907 de mayor resultado al 31 de diciembre de 2009).

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

	UF	M\$
Al 31/12/2008	3.034.996	65.108.464
Al 31/12/2009	3.034.996	63.561.557
<b>Resultados por unidades de Reajuste</b>		<b>1.546.907</b>

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

La Compañía mantiene el 91,3% 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\$613.325 para el período concluido al 31 de diciembre de 2010 (M\$635.219 al 31 de diciembre de 2009).

#### 5.2.3.- 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 92,3% de la deuda financiera a nivel consolidado se encuentra estructurada a tasa fija, ya sea directamente o mediante contratos de derivados.



	31-12-2010		31-12-2009	
	M\$	%	M\$	%
Deuda a Tasa fija	54.035.365	83,55%	56.273.934	90,20%
Deuda a tasa fija mediante derivados	5.639.530	8,72%	6.114.297	9,80%
Deuda tasa variable	5.002.829	7,74%	0	0%
<b>Total deuda financiera</b>	<b>64.677.724</b>	<b>100%</b>	<b>62.388.231</b>	<b>100%</b>

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\$ 652.838 de mayor gasto por intereses durante el ejercicio 2010.

#### 5.2.4.- 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 y que representa el 8% de la deuda.

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 31-12-2010	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
<b>Total</b>	<b>6.487.087</b>	<b>23.734.637</b>	<b>16.430.496</b>	<b>19.596.821</b>	<b>20.868.151</b>	<b>87.117.192</b>
	<b>7%</b>	<b>27%</b>	<b>19%</b>	<b>23%</b>	<b>24%</b>	<b>100%</b>

Capital e Intereses con Proyección futura de flujo de caja al 31-12-2009	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	122.260	6.241.918	0	0	0	6.364.178
Bonos	6.148.879	11.821.178	16.516.260	19.773.805	22.983.642	77.243.764
<b>Total</b>	<b>6.271.139</b>	<b>18.063.096</b>	<b>16.516.260</b>	<b>19.773.805</b>	<b>22.983.642</b>	<b>83.607.942</b>
	<b>8%</b>	<b>22%</b>	<b>20%</b>	<b>24%</b>	<b>28%</b>	<b>100%</b>

#### 5.2.4.1. 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.

#### 5.2.4.2. 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.

#### 5.2.5.- 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:

	31-12-2010		31-12-2009	
	Ventas	Cantidad de Clientes	Ventas	Cantidad de Clientes
Residencial	35%	320.040	35%	313.369
Industrial	23%	790	20%	780
Comercial	24%	13.252	26%	13.083
Otros	18%	9.496	19%	9.316
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>343.578</b>	<b>100%</b>	<b>336.548</b>

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 levemente superior a 3 meses de ventas en el año

2009 y 5 meses en lo que va del año 2010, 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 1,4% del total de Ingresos Operacionales anuales.

Conceptos	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Ingresos Operacionales	157.425.889	157.882.622
Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar bruto	72.703.746	40.311.598
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas	3.308.965	3.079.080
<b>Rotación cuentas por cobrar (meses)</b>	<b>5,5</b>	<b>3,1</b>
<b>Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales (anualizados)</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,0%</b>

#### 5.2.6.- 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 2010 y 2009. 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 31.12.10 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%
<b>Total</b>	<b>64.677.724</b>	<b>67.377.579</b>	<b>4%</b>

Valor por tipo de deuda	Valor Libro Deuda al 31.12.09 M\$	Valor de Mercado Deuda al 31.12.09 M\$	Diferencia (%)
Bonos	56.273.934	57.701.816	3%
Bancos	6.114.297	5.816.650	-5%
<b>Total</b>	<b>62.388.231</b>	<b>63.518.466</b>	<b>2%</b>

#### 5.3.- 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, estas subsidiarias experimentaron 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 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010 incluyen todos los efectos conocidos a la fecha, derivados de este proceso de estabilización. Asimismo, las administraciones 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 las mismas.