



Reporte Anual 2011

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Propiedad y Control	9
Directorio	11
Administración	12
Estructura Organizativa	13
Marcha de la Empresa	14
Línea de Tiempo	15
Actividades de la Sociedad	21
Factores de Riesgo	22
Gestión Financiera	25
Información Financiera	28
Hechos Relevantes	29
Declaración de Responsabilidad	30
Estados Resumidos	31

Carta del Presidente del Directorio

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes para compartir la memoria anual del ejercicio 2011 de las empresas que conforman el Grupo Saesa, conglomerado que abastece de electricidad a gran parte del sur de Chile. En las siguientes páginas encontrarán no sólo los estados financieros, sino también parte de las numerosas actividades en que la compañía se involucra con el desarrollo, el progreso y también las dificultades y desafíos de las 5 regiones que abastece.

Hemos cumplido 85 años brindando un importante respaldo para el crecimiento del sur de Chile, y siendo testigos directos de cómo la llegada de la luz puede cambiar la vida de las personas, lo que sin duda es para nosotros motivo de orgullo.

En 2011 hemos visto un cambio relevante en la sociedad. Vivimos un año de movilizaciones en todo el mundo, donde la ciudadanía levantó la voz y salió a las calles a manifestar su descontento por aspectos que involucran a la sociedad en su conjunto. No podíamos permanecer ajenos a la exigencia de los usuarios y nos avocamos a ello durante el año, implementando nuevos canales de comunicación que llegaron a satisfacer el crecimiento de las demandas por información y prontas respuestas.

En una compañía tan extensa geográficamente, hemos logrado mantener centralizadamente las funciones posibles y necesarias de desarrollar en nuestra casa matriz en Osorno. Pero hemos avanzado mucho en descentralizar decisiones y trasladar funciones vitales para realizar en cada región.

El año pasado dimos inicio a un proceso de planificación estratégica que guiará la ruta del Grupo Saesa por los próximos 5 años. Este plan nos permitió hacer un ordenamiento de objetivos, metas y plazos, que vemos avanzando a marcha segura, con planes de acción orientados hacia 4 focos: orientación al cliente, desarrollo de personas, eficiencia operacional y resultados financieros.

En 2011 nuevamente la naturaleza nos mostró su fuerza, con un extenso temporal de viento y lluvia que afectó simultáneamente a 3 regiones de nuestra zona de operación. Debimos extremar los esfuerzos y recurrir a todos los recursos disponibles. A partir de esta experiencia pudimos extraer importantes aprendizajes y la implementación de una serie de mejoras en la comunicación con nuestros usuarios, implementando mayor tecnología en telecomunicaciones, como el contacto a través de SMS y web, además de la apertura hacia las redes sociales.

En lo que respecta a inversión en calidad de servicio, durante este año triplicamos el alcance en roce y poda de árboles cercanos a las líneas eléctricas, que son una de las principales causas de interrupciones de suministro, especialmente en invierno.

Este año 2011 también trajo novedades en la composición accionaria del Grupo, incorporándose como accionista con 50% de la propiedad Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) de origen canadiense, en reemplazo de Morgan Stanley Infrastructure.

En el sector financiero el Grupo Saesa colocó bonos por UF 2.000.000, obteniendo una muy buena rentabilidad, que mostró la confianza del sector en la robustez de la empresa.

Durante 2011 la compañía desarrolló un proceso de negociación colectiva con los 5 sindicatos de trabajadores, el cual llegó a buen término y regirá por los próximos 3 años.

Parte de los pilares de la planificación estratégica, es el desarrollo de personas, que continúa siendo un factor relevante para la compañía. Junto con mantener programas que beneficien a los empleados como el programa de becas y financiamiento de estudios, formación en liderazgo y trabajo en equipo y desarrollo del equipo ejecutivo; el año pasado ingresamos al programa de certificación de competencias para electricistas, en una iniciativa impulsada por la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. logrando certificar a un centenar de empleados.

En el mes de noviembre inauguramos nuestro primer edificio corporativo en la ciudad de Osorno, donde cumplimos el histórico anhelo de reunir a todas las áreas de la administración central, junto al principal centro de atención a clientes, generando sinergias que sin duda nos permiten entregar un mayor nivel de satisfacción a nuestros clientes y un mejor lugar para trabajar a nuestros empleados.

Finalmente, al cierre del año anunció su retiro de la compañía el Gerente General, Francisco Mualim. Francisco se desempeñó como Gerente del Grupo por más de 4 años con gran dedicación y esfuerzo. En su reemplazo fue designado Francisco Alliende, que se desempeñó como Gerente de Administración y Finanzas del Grupo durante 6 años, y el último año como Subgerente General. Francisco Alliende cuenta con toda la confianza y apoyo del Directorio y la organización para llevar adelante los desafíos estratégicos del Grupo.

Confío en que el siguiente reporte será de interés y utilidad para todos ustedes, y que podrán ver el reflejo de un año de importantes avances y crecimiento para el Grupo Saesa, que esperamos por cierto siga evolucionando en los años venideros.

Afectuosamente,

Iván Díaz-Molina

Presidente del Directorio

Mantra

Somos la Luz del Sur

Visión

Ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores y protagonista del desarrollo regional.

Misión

Entregar la energía vital para el bienestar de nuestros clientes y para el desarrollo del Sur de Chile.

Realizar nuestro trabajo comprometidos con los clientes y la comunidad, cuidando el medioambiente y promoviendo el desarrollo y la seguridad de nuestros trabajadores.

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: **Parte de nuestro ADN**

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.
Innovamos y damos valor a la experiencia de los clientes con nuestro servicio.

Seguridad: **Intransable**

Cuidamos de nosotros y de los demás.
Trabajamos con altos estándares de seguridad.
Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: **Clave en nuestro quehacer**

Trabajamos en equipo y nos coordinamos para maximizar el buen uso de los recursos.
Controlamos nuestros costos sin arriesgar jamás la seguridad y la calidad de servicio.

Integridad: **Hacemos lo correcto**

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.
Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Nombre de Fantasía	Frontel
Rol Único Tributario	76.073.164-1
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147500
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	info@saesa.cl
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N°1073
Fecha de inscripción en el Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.010 N°31.135 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

Antecedentes Relevantes

Cifras Operacionales

	2011	2010
Venta de Energía (GWh)	742	695
Clientes (Miles)	308	301
Trabajadores	329	326
Líneas AT (km)	43	43
Líneas MT (km)	15.469	15.249
Líneas BT (km)	12.624	12.420
MVA Instalados (AT/MT)	87	87
MVA Instalados (MT/BT)	327	331

Antecedentes Financieros

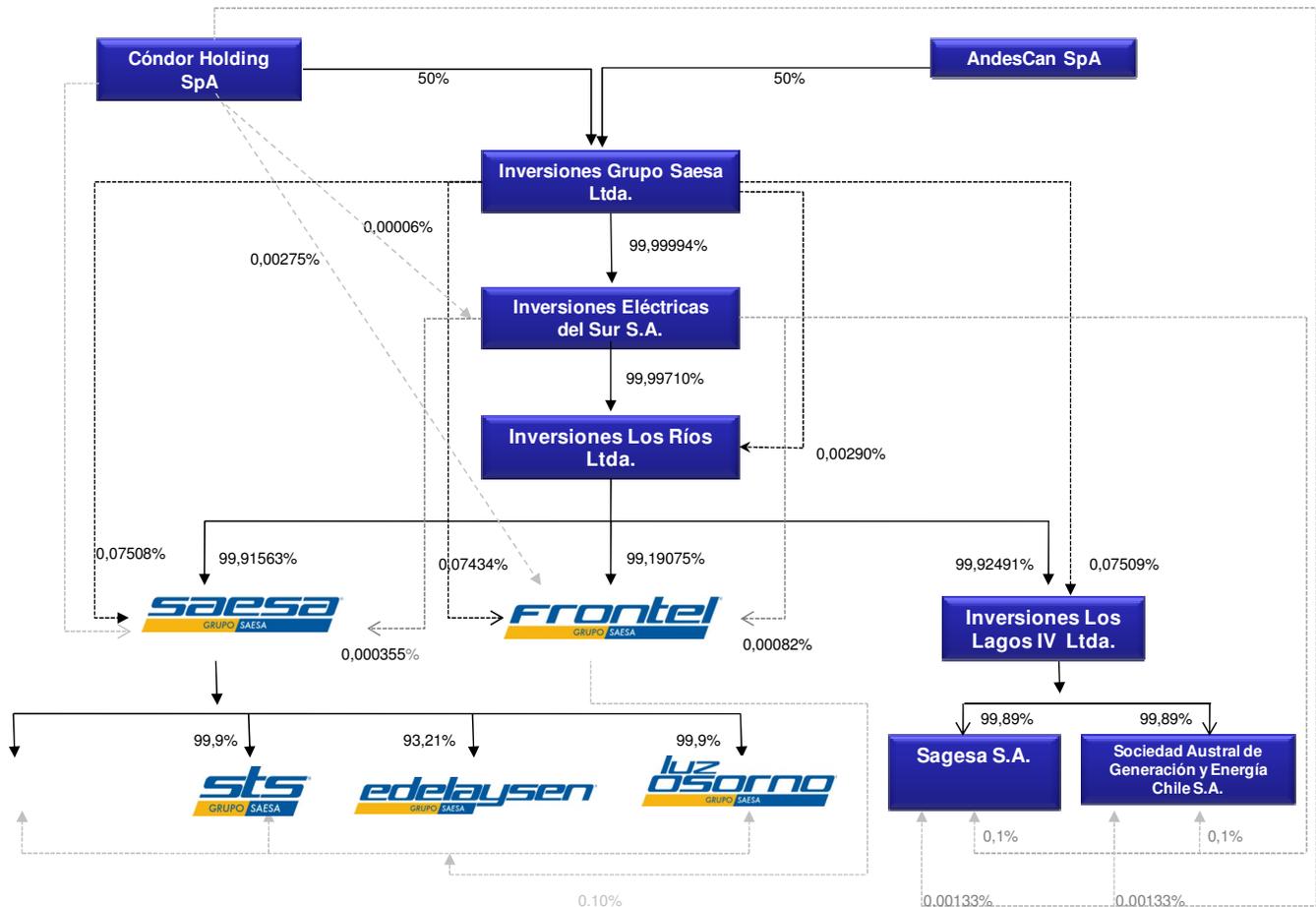
	MM\$	MM\$
	2011	2010
Ingresos	94.284	83.300
Margen Bruto	27.881	29.617
Ganancia	2.641	3.115

Activos	223.354	217.659
Pasivos	64.753	65.861
Patrimonio	158.601	151.798

Inversiones	9.757	8.735
EBITDA	8.535	9.536

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de Frontel, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,19% en forma directa.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2011, el número de accionistas de Frontel alcanzaba 194, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Rios Limitada	305.024.915	7.397.512.289.350	7.397.817.314.265	99,191%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3640%
Municipalidad De Bulnes	262.571	7.876.859.474	7.877.122.045	0,1056%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0743%
Municipalidad De Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad De Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto De Normalizacion Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	40.451	1.213.486.341	1.213.526.792	0,0163%
Municipalidad De Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro Jose	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Otros Accionistas	204.919.153	4.514.613.361	4.719.532.514	0,063%
				100%

Durante el año 2011, se registraron las siguientes transacciones de acciones:

a) Canje de Acciones: Producto de la fusión de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Antigua Frontel”) en Inversiones Los Lagos III S.A. (que pasó a denominarse, después de materializada la fusión “*Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.*”) se produjo un canje de acciones, en virtud del cual los accionistas de la Antigua Frontel tuvieron derecho a recibir 1,0085995375588 acciones de la Sociedad por cada acción que poseían en la Antigua Frontel.

b) Compraventa de Acciones:

Vendedor	Comprador	Fecha	Cantidad de Acciones	Serie
Condor Holding SpA	Inversiones Los Ríos Ltda.	20-06-2011	58.555.991	A

c) Ejercicio Derecho a Retiro:

Los siguientes accionistas ejercieron derecho a retiro durante el año 2011, permaneciendo de modo temporal las acciones en manos de la Sociedad:

Accionista	Acciones Serie A	Acciones Serie B	Total Acciones
Banco del Estado de Chile	35.000	1.049.977.634	1.050.012.634
Gastón Cortés Cruz	2.352	70.559.272	70.561.624
Yuli Balboa Reyes	2.057	61.693.977	61.696.034
Edmundo Villouta Concha	649	19.455.237	19.455.886
Joaquín Roberto Díaz B.	393	11.800.221	11.800.614

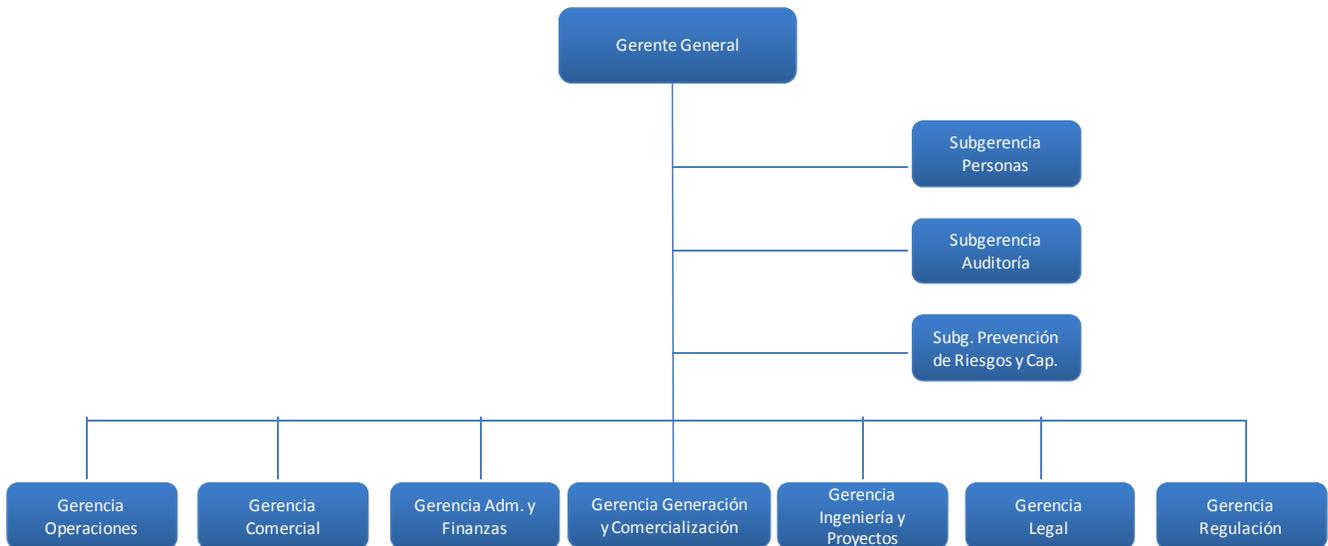
Directorio

Presidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Directores	Juzar Pirbhai/ Bachiller en Letras con mención en Economía/ Extranjero Olivia Steedman / Ingeniero Bachiller en Ciencias/ Extranjero Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil de Industrias/ Rut 7.011.905-6 Robert Mah / Licenciatura en Comercio / Extranjero Kevin Roseke / Licenciatura en Comercio / Extranjero Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Operaciones	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4
Gerente Adm. y Finanzas (I)	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K
Gerente Comercial	Iván Reyes Trujillo / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 6.069.138-K
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7
Gerente Ingeniería y Proyectos	Ramón Díaz Cortez / Ingeniero de Ejecución Eléctrico/ RUT 7.733.822-5
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 11.694.983-0
Subgerente. de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Carlos Riquelme Henríquez / Ingeniero Ejecución en Electricidad / RUT 6.183.482-6
Subgerente Auditoría	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7
Audidores Externos	Deloitte

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

▪ Nuestras Personas

Con el objetivo de potenciar y fortalecer el desarrollo de los trabajadores, durante el 2011 las empresas del Grupo Saesa invirtieron un total de \$ 308 millones en capacitación, lo que originó que recibieran 67 mil horas de formación y entrenamiento. Ésta se desarrolló en distintos grupos y áreas en temas técnicos, de seguridad, desarrollo de habilidades de liderazgo, atención de clientes, calidad de servicio, aplicación de tarifas y dirección de proyectos.

Además, por séptimo año consecutivo, se llevó a cabo el Programa Crece, que beneficia a través de beca y/o financiamiento, estudios de post y pre-grado a trabajadores de la Compañía. Este programa cuenta con más de 250 trabajadores beneficiados y casi 100 titulados.

En este mismo ámbito, el 2011 la Compañía innovó a través de capacitaciones con plataforma E-Learning, herramienta que entrega una solución eficiente a las necesidades de capacitación para nuestra amplia zona geográfica. Más de 100 trabajadores fueron capacitados a través de esta herramienta.

En conjunto con las demás empresas de la Asociación de Empresas Eléctricas AG, se inició en 2011 un proceso de certificación de competencias laborales, en donde participaron más de 100 trabajadores eléctricos del Grupo Saesa, equivalente al 50% del total de cupos para la industria. Este proyecto impulsado por el Gobierno de Chile, a través de su programa Chile Valora, busca otorgar un reconocimiento a aquellos trabajadores que han aprendido el oficio mediante la experiencia. Se estima finalizar este proceso de certificación el primer trimestre de 2012.

Gracias a este beneficio los trabajadores podrán obtener un certificado, reconocido por todo el mercado eléctrico del país, que demuestre y reconozca lo aprendido en su vida laboral, otorgándoles un verdadero respaldo a su gestión, que les permita seguir potenciándose laboralmente.

Como es tradición, el Grupo Saesa llevó a cabo variadas actividades para reconocer y fomentar la integración entre los trabajadores y sus familias. Actividades masivas a lo largo de toda su zona de concesión, donde participaron no sólo los trabajadores, sino también sus hijos y cónyuges. Se destaca la entrega de distinciones a la excelencia académica de hijos de trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, premiación al mejor empleado por zona, celebración de Navidad y actividades especiales como apoyo a los niños de la Teletón.

En la ciudad de Valdivia, se realizó la 51ª Olimpiada del Grupo Saesa; encuentro anual al que se invita a todos los trabajadores y sus cónyuges para que disfruten de un fin de semana de competencias deportivas, entretenimiento y camaradería. Dentro de las actividades tradicionales de este evento se realizó la premiación por años de servicio, donde se reconoció a 34 trabajadores por sus 20, 25, 30, 35 y 40 años de servicio.

Cabe señalar que en 2011, nuevamente se aplicó una evaluación del clima organizacional, a través de una encuesta en donde participó un 95% de la dotación alcanzando un nivel de satisfacción de 79%. Esta herramienta aplicada anualmente desde 2004, ha permitido generar acciones que hacen del Grupo Saesa cada vez más una mejor empresa.

Hacia finales de 2011 se efectuó el proceso de negociación colectiva con los 5 sindicatos que agrupan al 70% de los trabajadores, llegando las partes a un acuerdo final para los próximos 3 años.

Nuestro Equipo:

	Total
Gerentes y Ejecutivos Principales	1
Profesionales y técnicos	246
Administrativos y electricistas	82
	329

▪ Gestión Comercial

Durante el año 2011 se mantuvo también el foco en la diversificación de productos y servicios no regulados ofrecidos tanto al sector masivo como al de los clientes del sector B2B.

Incorporación de nuevas líneas de productos

Más Cerca, la línea de productos de retail, mantuvo su curva de crecimiento tanto en canales de venta, captación de clientes, como en diversificación de marcas y líneas de productos; terminando el año se incorporó la línea blanca al mix de productos, los que eran altamente solicitados y esperados por los clientes.

La incorporación de la línea blanca, impuso el desafío de llegar con el producto hasta el hogar del cliente, proceso que se ha realizado a la fecha de manera exitosa, y que es avalado por el buen resultado en las encuestas de satisfacción de clientes.

Grupos de respaldo

Debido a la necesidad de disminuir costos y mantener la continuidad en los procesos productivos de nuestros grandes clientes, uno de los productos que se ha consolidado durante el 2011 es el de venta o arriendo de equipos electrógenos a clientes industriales.

A través de una gran cantidad de grupos electrógenos, las empresas del Grupo Saesa brindan servicio de “corte de punta” y respaldo; estos equipos son entregados a clientes en arrendamiento, incorporando prestaciones adicionales según sus requerimientos como son, operación automática, mantenimiento e inclusive suministro de combustible.

Durante el año 2011 se instalaron once equipos electrógenos de 1000 KVA, con lo cual desde el año 2008 a la fecha ya se han instalado cincuenta y un equipos de 1000 KVA en arriendo.

Ejecución de proyectos especiales

Con el objeto de satisfacer las nuevas necesidades de los clientes, las empresas del Grupo Saesa comenzaron a desarrollar nuevas líneas de servicio que permitan transformarse en socios estratégicos de los clientes.

Durante el año 2011, las empresas del Grupo Saesa se adjudicaron un total de seis proyectos de montajes eléctricos de diversa complejidad.

Dentro de los proyectos destacan:

- Mall Paseo Castro: Consiste en la instalación interior de 27.000 mts² de construcción.
- Cunco, Sector Los Laureles: Se realizó la construcción de una Línea de MT y Subestación de 150 KVA para la Central Allipén.
- Puerto Montt, Camino costero Chiquihue: Se desarrolló la construcción de una Línea MT Subterránea, Línea BT y tableros eléctricos para la Piscicultura Ventisqueros S.A.

Desarrollo de Productos y Servicios

En la búsqueda de nuevas soluciones para el ámbito industrial y residencial, durante el 2011 se ejecutaron importantes proyectos con empresas de la zona. Destaca la implementación de un proyecto de sustitución de la matriz energética en procesos industriales críticos, en particular en la Piscicultura Novofish (Puerto Montt), se incorporó al proceso productivo una Bomba de Calor, que permite controlar la temperatura utilizando energía eléctrica, reemplazando así, el uso del gas o petróleo.

Así también, se dio respuesta a procesos productivos que son muy sensibles a las variaciones de voltaje y que requieren estándares que exceden la normativa; a estos clientes se le ofrece un equipo estabilizador de voltajes llamado SET DVR, que permite mantener la tensión de entrada en valores sumamente estables (+/- 0,5% del voltaje Nominal). Esta solución se implementó durante el 2011 en la Planta Colún y Piscicultura Novofish.

En relación al sector construcción / residencial, durante el 2011 se implementó un proyecto de calefacción eléctrica con equipamiento de cocina y agua caliente sanitaria en el edificio AHO (Osorno). El proyecto consistió en instalar equipos que permiten otorgar una solución limpia y ecológica dando el confort necesario al requerimiento del cliente, reemplazando así, el uso del gas, petróleo o leña como fuentes habituales para estos edificios.

Proyectos de Pequeños Medios de Generación Distribuido (PMGD)

Desde la entrada en vigencia del Decreto Supremo 244/2005 y Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO), a la fecha se han conectado a las redes de distribución de las empresas del Grupo Saesa un total de catorce PMGD, cuatro realizaron su puesta en marcha el año 2011.

Estos proyectos conectados el 2011 inyectan 5.73 MW, con lo cual la generación total de los PMGD conectados suministra un aproximado de 31 MW en nuestra zona de concesión.

Proyecto Puyehue Rupanco

El proyecto Puyehue Rupanco continúa en desarrollo, y contempla la puesta en servicio en dos etapas; la primera etapa en junio de 2012 y la segunda etapa a fines del año 2013.

El sistema considera la construcción de tramos de línea de 110 kV que suman cerca de 110 km, un tramo de línea en 220 kV de 22 km y dos tramos en distribución (23 kV) de cerca de 9 km. El proyecto incluye el diseño y

construcción de tres subestaciones de transformación y una conexión a la subestación Barro Blanco. Estas instalaciones permitirán la evacuación de más de 10 centrales de pasada.

- **Programa de Electrificación Rural**

El Programa de Electrificación Rural del Gobierno de Chile, es de carácter social, y tiene como propósito mejorar la calidad de vida de las familias en los sectores rurales que demandan este servicio básico como un legítimo derecho de equidad social.

Desde sus inicios, el Grupo Saesa ha estado comprometido con la construcción de cada uno de los proyectos. Estas obras son financiadas por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la empresa y los beneficiarios de los proyectos. La ruralidad, en muchos casos extrema, que se vive en la zona sur del país, hacen invaluable el aporte de la electrificación en el progreso de estas comunidades.

Proyectos Conectados

Durante el año 2011 se conectaron los siguientes proyectos:

Empresa	N° Proyectos	Aporte FNDR M\$	Aporte Empresa M\$	MT (Km)	BT (Km)	BT Comun (Km)	Beneficiarios
Frontel	8	873.453	64.364	32,76	25,24	7,63	212

Durante el año 2011 se contrataron los siguientes proyectos:

Empresa	N° Proyectos	Aporte FNDR M\$	Aporte Empresa M\$	MT (Km)	BT (Km)	BT Comun (Km)	Beneficiarios
Frontel	7	2.358.250	335.572	73,54	31,47	11,2	324

Proyectos destacados

Proyecto de Electrificación rural Llanquén Contraco contratado el 2011

El Proyecto se encuentra emplazado en la Región de la Araucanía y compromete los Sectores de Llanquén, Contraco, Lolco, Nitrito y otros; se encuentran a una distancia aproximada de 70 Kms. al norte de la ciudad de Lonquimay, constituyen un área cordillerana de paisaje agreste y de difícil acceso, con terreno con una compleja geografía y clima extremo invierno, dispersión poblacional, aislamiento crítico que le afecta durante parte importante del año, lo que dificulta la construcción del proyecto. El sector constituye la única área de la extensa comuna de Lonquimay que carece de energía eléctrica la que será conectada a través de la extensión de la red eléctrica, la cual se encuentra construida hasta la localidad de Troyo cuya distribuidora es Frontel.

El proyecto fue contratado por la empresa Frontel considerando 36.96 KM de red de MT; 11,03 KM de BT; 5.99 KM de BTC, lo que significa 112 soluciones de electrificación para las familias del sector. El aporte FNDR fue de M\$ 1.350.000.

▪ Medio Ambiente

Durante el año 2011 el Grupo Saesa sometió a evaluación ambiental por parte de la autoridad 9 nuevos proyectos de inversión relacionados a subestaciones de transmisión, líneas de transmisión y centrales generadoras mayores a 3 MW. Seis de estos proyectos ya fueron aprobados por los respectivos Servicios de Evaluación Ambiental y se encuentran en distintas etapas de su implementación.

La gestión de los residuos peligrosos generados por nuestra operación, continúa siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medio ambiente, por lo que durante el año 2011 se retiraron desde diversas instalaciones de la compañía, aproximadamente 140.000 litros de residuos líquidos, compuesto por aceites de motor usados y agua contaminada con hidrocarburos, para su posterior tratamiento y reutilización. En total, 150 toneladas de residuos sólidos fueron derivados a empresas autorizadas para su tratamiento y disposición final.

Línea de Tiempo

- 1956:** Frontel inicia actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa. Inicialmente sirve a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bio Bio, Malleco y Cautín.
- 1957:** Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación.
- 1981:** En licitación pública, Compañía de Petróleos de Chile S.A., COPEC, se adjudica la participación accionaria de ENDESA en Frontel.
- 1982:** Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, compra a COPEC el 70% de las acciones de Frontel. Esta se convierte en una filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.
- 1989:** Frontel comienza a desarrollar actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones 66/23 kV.
- 1996:** Frontel adquiere el 0,1% de las acciones de Sistema de Transmisión del Sur.
- 1999:** Con una participación de 0,1%, Frontel constituye, junto con la matriz Saesa, la sociedad Saesa Ltda., que adquiere el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica Osorno S.A., CREO.
- 2000:** Frontel compra a Saesa su 0,1% de participación en CREO y vende a Saesa su participación en Saesa Ltda.
- 2001:** En agosto Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquiere el 13,71% de las acciones de Frontel, propiedad de COPEC, así como el 93,88% de las acciones de Saesa.
- 2002:** Se divide PSEG Chile Holding I S.A., en PSEG Chile Holding S.A. I y II, sociedades a las que se transfieren los derechos sociales de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando a ser matriz indirecta de Saesa II y Frontel.
- La Junta General Extraordinaria de Accionistas de PSEG Chile Holding II S.A., aprueba la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Limitada, en PSEG Chile Holding II S.A., y se establecieron los estatutos de la sociedad que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
- 2003:** Frontel continúa desarrollando su compromiso con las zonas más apartadas, firmando durante el 2003 convenios de electrificación rural por un total de \$2.900 millones, los que beneficiaron a 1.951 familias.

- 2004:** En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.
- 2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.
- 2006:** Tras completar una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.
- 2007:** En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General.
- Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.
- 2008:** El 24 de julio el consorcio integrado, en partes iguales, por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquieren la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.
- 2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$5.900 millones.
- 2010:** Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
- Frontel supera los 300 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.
- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

Actividades de la Sociedad

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

Frontel opera principalmente en los sectores rurales de estas regiones, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

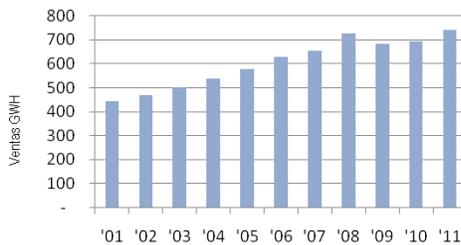
Además, participa en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 43 km de líneas de 110 kV y 87 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados,

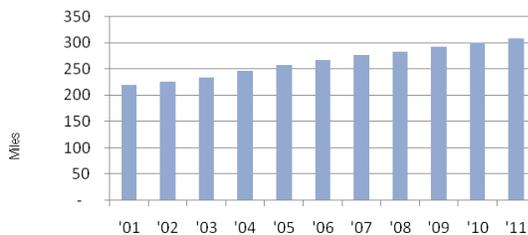
equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración de 10 años.

Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A. la Superintendencia de Electricidad y Combustible, emitió la Resolución Exenta N°2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC-SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2011 ascienden a \$9.757 millones.



Las ventas de energía durante 2011 alcanzaron a 742 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 308 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,3% respecto del año 2010.

Factores de Riesgo

Riesgo de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existen riesgos financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

Riesgo Regulatorio

- **Cambio de la regulación**

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las Sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en sequías (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N° 18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a los siguientes proyectos de modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, y
- Incentivo de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

- **Fijación de tarifas de distribución**

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años.

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

- **Contratos de suministro**

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 ya está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y tendrán una duración de 10 años.

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes

regulados de la Sociedad, SEC, emitió la Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realiza mediante la aplicación de la RE2288, de manera que en el cuarto trimestre de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución.

- **Abastecimiento de energía**

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2012 - 2014).

- **Riesgo de Mercado**

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 62% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

Por otro lado, cerca del 62% de la deuda financiera está a tasa fija y un 38% a tasa variable protegida por Cross Currency Swap.

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

Conforme a lo estipulado en la Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros, en sesión de Directorio celebrada con fecha 7 de octubre de 2010 se acordó adoptar como política para el cálculo de la utilidad líquida distribuible para el ejercicio 2010 y posteriores, lo siguiente:

La Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior, se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de la primera adopción a IFRS, no formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2011 asciende a M\$ 2.640.921

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad entre el 2004 y 2011 son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°1	28-4-10	0,004259	2009
Final N°2	2-5-11	0,01711	2010
Final N°3	2-5-11	0,00213	2010

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 4 de \$ 0,00010726 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.11. Este dividendo representa alrededor de un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 800.000

Para los próximos años se espera repartir dividendos equivalentes al 30% de la utilidad.

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011 ascendía a M\$ 133.753.099 distribuido en 7.458.172.876.835 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2011 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	133.753.099
Ganancias (pérdidas) acumuladas	12.200.491
Otras reservas	12.640.052
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	158.593.642

Directorio

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García - Huidobro, Iván Díaz - Molina, John Watt, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

Remuneración del Directorio y Gerentes

De conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 18.046, durante el ejercicio los Directores recibieron las siguientes remuneraciones por el ejercicio de sus funciones:

	2011	2010
Jorge Lesser G.	21.960	19.812
Iván Díaz M.	21.960	7.100
Pedro Pablo Errázuriz D.	892	22.950
Lawrence Coben	-	16.162
Total	44.812	66.024

No existen gastos en asesorías del Directorio o incentivos tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Corresponde a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas fijar la remuneración de los Directores para el ejercicio 2012.

Durante el año 2011, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de Frontel.

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

Las empresas del Grupo Saesa continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora entre las regiones del Bío Bío y Aysén, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se desenvolverá.

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad, sus filiales y relacionadas. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Política de Dividendos

La política de reparto de dividendos para los próximos años será de por lo menos un 30%, con un adicional que se determinará de acuerdo con las restricciones de la Empresa, para cumplir con sus obligaciones financieras y políticas operativas.

Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, STS posee para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

Hechos Relevantes

Con fecha 16 de enero de 2011 renunció al cargo de Presidente del Directorio y de la Sociedad el señor Pedro Pablo Errázuriz Domínguez, asumiendo dicho cargo, hasta la siguiente sesión de Directorio, el señor Thomas Gray. En sesión de Directorio celebrada con fecha 25 de enero de 2011, el Directorio de la Sociedad nombró Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García - Huidobro y Vicepresidente el señor Thomas Gray.

El día 14 de abril de 2011, el Directorio de la Sociedad citó a Junta Ordinaria de Accionistas, la que se celebró con fecha 30 de marzo de 2011, en la cual:

a. Se acordó el pago de un dividendo de \$0.00046 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, lo que significa un pago total de M\$3.500.000 por este concepto.

b. Se renovó totalmente el Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un periodo de dos años, a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, John Watt, Kevin Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

Con fecha 6 de abril de 2011 el Directorio de la Sociedad eligió como Presidente al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto de 2011, el Directorio tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Kevin David Kerr. Se designó en su reemplazo al señor Juan Ignacio Parot Becker, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas.

Con fecha 7 de noviembre de 2011, la Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

Inversiones Grupo Saesa Limitada es la sociedad controladora del Grupo Saesa, el que está integrado por las empresas Inversiones Eléctricas del Sur S.A., Inversiones Los Ríos Limitada, Sociedad Austral de Electricidad S.A., Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A., Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Compañía Eléctrica Osorno S.A., Sociedad Generadora Austral S.A., Inversiones Los Lagos IV Limitada y Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

El 50% restante de los derechos sociales en Inversiones Grupo Saesa Limitada permanece en poder de AndesCan SpA, filial de Ontario Teachers' Pension Plan Board.

La operación informada no implica un cambio de control en las sociedades del Grupo Saesa indicadas precedentemente, pero sí un cambio en uno de los miembros controladores.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de Noviembre de 2011, renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke.

Declaración de Responsabilidad



Iván Díaz-Molina
Presidente



Jorge Lesser G.
Vicepresidente



Juzar Pirbhai
Director



Olivia Steedman
Director



Juan Ignacio Parot B.
Director



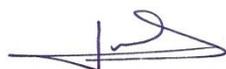
Robert Mah
Director



Kevin Roseke
Director



Ben Hawkins
Director



Francisco Alliende A.
Gerente General

Estados Resumidos

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. - Frontel S.A.

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2011, 31 de diciembre de 2010)

	31/Dic/2011	31/Dic/2010
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	33,095,492	33,195,946
Activos No Corrientes	190,258,776	184,463,354
Total Activos	223,354,268	217,659,300

	31/Dic/2011	31/Dic/2010
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	44,263,027	26,856,723
Pasivos No Corrientes	20,489,875	39,004,694
Total Pasivos	64,752,902	65,861,417
Total Patrimonio Neto	158,601,366	151,797,883
Total Patrimonio Neto y Pasivos	223,354,268	217,659,300

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31/Dic/2011	31/Dic/2010
M\$		
Margen Bruto	27,880,960	29,617,090
Ganancia Antes de Impuesto	2,609,966	3,522,705
Impuesto a las Ganancias	30,955	(408,153)
Ganancia	2,640,921	3,114,552

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31/Dic/2011	31/Dic/2010
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	12,820,079	8,379,608
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(10,040,952)	(9,823,902)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4,739,165)	(5,832,245)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	17,257	16,402
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(1,942,781)	(7,260,137)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	6,112,662	13,372,799
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	4,169,881	6,112,662

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2011 y 2010)

	31/Dic/2011	31/Dic/2010
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	151,797,883	156,527,164
Cambios en Patrimonio	6,803,483	(4,729,281)
Saldo Final Periodo Actual	158,601,366	151,797,883

**Estados Financieros
correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2011**

**EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA
S.A.**

Miles de pesos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

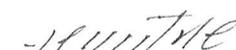
A los señores Accionistas de
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. al 31 de diciembre de 2011 y 2010 y a los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica de la Frontera 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 de que los estados financieros 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. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

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


Marzo 13, 2012


Alberto Lemaitre
Rut: 6.303.649-8

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	4.169.881	6.112.662
Otros Activos Financieros, Corriente	5	1.131.839	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	22.308.425	22.286.685
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	130.714	1.499.252
Inventarios	8	3.717.910	2.619.873
Activos por Impuestos Corrientes	9	1.527.101	578.922
Otros Activos no Financieros, Corrientes		109.622	98.552
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		33.095.492	33.195.946
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		33.095.492	33.195.946
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Derechos por Cobrar no Corrientes	6	2.786.197	1.820.780
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	31	107.614	99.495
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía, Neto	10	4.837.395	4.742.092
Plusvalía	11	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12	124.526.773	119.658.939
Activos por Impuestos Diferidos	13	971.337	1.112.588
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		190.258.776	184.463.354
TOTAL ACTIVOS		223.354.268	217.659.300

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	14	13.774.555	4.932.463
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16	12.774.259	10.623.061
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	6.205.196	2.030.666
Otras Provisiones	17	238.654	217.697
Pasivos por Impuestos corrientes	9	787.642	798.489
Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	18	9.157.188	6.770.433
Provisiones corrientes por Beneficios a los empleados	17	1.325.533	1.483.914
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		44.263.027	26.856.723
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		44.263.027	26.856.723
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, no Corrientes	14	17.198.252	28.496.656
Pasivos por Impuestos Diferidos	13	1.478.352	8.683.602
Otros Pasivos no Financieros, no Corrientes		12.758	12.116
Provisiones no Corrientes por beneficios a los empleados	17	1.800.513	1.812.320
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		20.489.875	39.004.694
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	19	133.753.099	133.103.892
Otras Reservas	19	12.640.052	4.609.171
Ganancias (pérdidas) acumuladas	19	12.208.215	12.901.599
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		158.601.366	150.614.662
Participaciones no controladoras	19		1.183.221
TOTAL PATRIMONIO		158.601.366	151.797.883
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		223.354.268	217.659.300

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01-01-2011 al 31-12-2011 M\$	01-01-2010 al 31-12-2010 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	20	88.808.910	82.580.311
Otros ingresos, por Naturaleza	20	5.475.278	5.719.505
Materias Primas y Consumibles Utilizados	21	(66.403.228)	(58.682.726)
Gastos por Beneficios a los Empleados	22	(7.349.228)	(7.283.143)
Gasto por Depreciación y Amortización	23	(4.316.105)	(4.906.116)
Otros Gastos por Naturaleza	24	(11.996.768)	(12.797.726)
Otras Ganancias (Pérdidas)		42.039	72.439
Ingresos Financieros	25	277.208	178.439
Costos Financieros	25	(821.631)	(665.618)
Participación en Ganancia (Pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	31	10.145	15.841
Diferencias de Cambio	25	(343)	1.435
Resultados por unidades de reajuste	25	(1.116.311)	(709.936)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		2.609.966	3.522.705
Gasto por Impuesto a las Ganancias	13	30.955	(408.153)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		2.640.921	3.114.552
Ganancia (Pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		2.640.921	3.114.552
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		2.640.921	3.081.011
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	19	-	33.541
Ganancia (pérdida)		2.640.921	3.114.552
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas (*)	\$/acción	0,0003541	0,0171078
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción		
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica	\$/acción		

(*) Debido a fusión materializada con fecha 31 de mayo de 2011, la Sociedad realizó una redenominación de sus acciones, por lo que cada accionista recibió 41 acciones nuevas por cada una de las que eran propietarios.

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01-01-2011 al 31-12-2011 M\$	01-01-2010 al 31-12-2010 M\$
Ganancia (Pérdida)		2.640.921	3.114.552
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		1.117	(545)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		1.117	(545)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		21.696	40.690
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		21.696	40.690
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		22.813	40.145
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		(3.403)	(6.917)
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado		(3.403)	(6.917)
Otro Resultado Integral		19.410	33.228
Resultado Integral Total		2.660.331	3.147.780
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		2.660.331	3.113.907
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	33.873
Resultado Integral Total		2.660.331	3.147.780

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre 2011 y 2010.
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas										Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011	133.103.892	-	-	-	(1.571)	33.436	-	4.577.306	4.608.171	12.901.599	150.614.662	1.183.221	151.797.883	
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	133.103.892	-	-	-	(1.571)	33.436	-	4.577.306	4.608.171	12.901.599	150.614.662	1.183.221	151.797.883	
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.640.921	2.640.921	-	2.640.921	
Otro resultado integral	-	-	-	-	1.117	18.293	-	-	19.410	-	19.410	-	19.410	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.660.331	-	2.660.331	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.333.098)	(3.333.098)	-	(3.333.098)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	649.207	-	-	-	-	-	-	-	-	-	649.207	-	649.207,00	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	(15)	338	-	8.011.148	8.011.471	(1.207)	8.010.264	(1.183.221)	6.827.043	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	649.207	-	-	-	1.102	18.631	-	8.011.148	8.030.881	(693.384)	7.986.704	(1.183.221)	6.803.483	
Saldo Final al 31/12/2011	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas										Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2010	139.492.892	-	-	-	(1.031)	-	-	4.577.306	4.576.275	11.247.560	155.316.727	1.210.437	156.527.164	
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	139.492.892	-	-	-	(1.031)	-	-	4.577.306	4.576.275	11.247.560	155.316.727	1.210.437	156.527.164	
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.081.011	3.081.011	33.541	3.114.552	
Otro resultado integral	-	-	-	-	(540)	33.436	-	-	32.896	-	32.896	332	33.228	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.113.907	33.873	3.147.780	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.461.147)	(1.461.147)	-	(1.461.147)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(6.389.000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.389.000)	-	(6.389.000)	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.175	34.175	(61.089)	(26.914)	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	(6.389.000)	-	-	-	-	540	33.436	-	32.896	1.654.039	(4.702.065)	(27.216)	(4.729.281)	
Saldo Final al 31/12/2010	133.103.892	-	-	-	(1.571)	33.436	-	4.577.306	4.609.171	12.901.599	150.614.662	1.183.221	151.797.883	

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Flujo de Efectivo Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre 2011 y 2010.
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$	01/01/2010 al 31/12/2010 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		122.579.661	108.009.172
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		122.542.542	106.061.100
Otros cobros por actividades de operación		4.323	-
		32.796	1.948.072
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(109.352.725)	(98.657.051)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(101.179.277)	(91.618.144)
Otros pagos por actividades de operación		(7.594.673)	(5.857.349)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(578.775)	(1.181.558)
		(406.857)	(972.513)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		12.820.079	8.379.608
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(6.815.553)	(4.841.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	25.946
Compras de propiedades, planta y equipo		(11.504.965)	(10.394.837)
Cobros a entidades relacionadas		7.949.626	5.200.000
Dividendos recibidos		3.351	18.047
Intereses recibidos		326.589	167.942
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(10.040.952)	(9.823.902)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	3.500.000
Total importes procedentes de préstamos		-	3.500.000
Préstamos de entidades relacionadas		20.116.000	468.500
Pagos de préstamos		(4.830.091)	(1.253.803)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(15.609.000)	(628.481)
Dividendos pagados		(3.519.235)	(7.228.000)
Intereses pagados		(896.839)	(690.461)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(4.739.165)	(5.832.245)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(1.960.038)	(7.276.539)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		17.257	16.402
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		17.257	16.402
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		(1.942.781)	(7.260.137)
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	6.112.662	13.372.799
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo		4.169.881	6.112.662

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2.	Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1.	Principios contables.....	11
2.2.	Nuevos pronunciamientos contables.....	11
2.3.	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4.	Período cubierto	13
2.5.	Bases de preparación.....	13
2.6.	Combinación de negocios	13
2.7.	Moneda funcional	13
2.8.	Bases de conversión	14
2.9.	Compensación de saldos y transacciones	14
2.10.	Propiedades, planta y equipo.....	14
2.11.	Activos intangibles	15
2.11.1.	Plusvalía comprada.....	15
2.11.2.	Servidumbres	15
2.11.3.	Programas informáticos	16
2.11.4.	Gastos de investigación y desarrollo.....	16
2.12.	Deterioro de los activos.....	16
2.13.	Arrendamientos.....	17
2.14.	Instrumentos financieros	17
2.14.1.	Activos financieros no derivados	17
2.14.2.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	18
2.14.3.	Pasivos financieros no derivados	18
2.14.4.	Derivados y operaciones de cobertura	18
2.14.5.	Instrumentos de patrimonio	19
2.15.	Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación	19
2.16.	Inventarios	20
2.17.	Otros pasivos no financieros	20
2.17.1.	Ingresos diferidos	20
2.17.2.	Subvenciones estatales	20
2.17.3.	Obras en construcción para terceros	20
2.18.	Provisiones	20
2.19.	Beneficios del personal.....	20
2.20.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	21
2.21.	Impuesto a las ganancias	21
2.22.	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	21
2.23.	Ganancias por acción	22
2.24.	Dividendos	22
2.25.	Estado de flujos de efectivo	22
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	23
3.1.	Generación eléctrica.....	23
3.2.	Transmisión y subtransmisión	24
3.3.	Distribución.....	24
3.4.	Marco regulatorio.....	26
3.4.1.	Aspectos generales	26
3.4.2.	Ley Corta I	26
3.4.3.	Ley Corta II	27
3.4.4.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	28
4.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	29
5.	Otros Activos Financieros Corriente.....	29
6.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes.....	30
7.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	32
7.1.	Accionistas	32
7.2.	Saldo y transacciones con empresas relacionadas.....	32
7.3.	Directorio y personal clave de la gerencia.....	33
8.	Inventarios.....	35
9.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	35

10.	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	36
11.	Plusvalía Comprada	37
12.	Propiedades, Planta y Equipos	37
13.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	39
13.1.	Impuesto a la renta	39
13.2.	Impuesto diferido.....	40
14.	Otros Pasivos Financieros.....	41
15.	Política de Gestión de Riesgos	44
15.1.	Riesgo de negocio	44
15.1.1.	Riesgo Regulatorio	44
15.2.	Riesgo financiero	46
15.2.1.	Tipo de cambio	47
15.2.2.	Variación UF.....	47
15.2.3.	Tasa de interés.....	47
15.2.4.	Riesgo de liquidez	47
15.2.5.	Riesgo de Crédito.....	48
15.2.6.	Instrumentos financieros por categoría	49
15.2.7.	Instrumentos derivados	49
15.2.8.	Valor Justo de instrumentos financieros.....	50
16.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	52
17.	Provisiones.....	52
17.1.	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	52
17.2.	Otras provisiones	53
17.3.	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	54
17.4.	Juicios y multas.....	55
17.4.1.	Juicios	55
17.4.2.	Multas.....	55
18.	Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	56
19.	Patrimonio	56
19.1.	Patrimonio neto de la Sociedad	56
19.1.1.	Capital suscrito y pagado	56
19.1.2.	Dividendos.....	56
19.1.3.	Reservas por diferencias de conversión	57
19.1.4.	Otras reservas.....	57
19.1.5.	Ganancias (pérdidas) Acumuladas	58
19.2.	Gestión de capital	58
19.3.	Restricciones a la disposición de fondos	58
20.	Ingresos.....	59
21.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados	59
22.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	59
23.	Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	60
24.	Otros Gastos por Naturaleza.....	60
25.	Resultado Financiero	60
26.	Información por Segmento	61
27.	Hechos Posteriores	61
28.	Medio Ambiente	61
29.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	62
30.	Cauciones Obtenidas de Terceros	62
31.	Sociedades Asociadas	62
32.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera	63
33.	Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera	64

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados Financieros Individuales

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la "Sociedad" o "Frontel", se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada ("Los Lagos II"), Inversiones Los Lagos III Limitada ("Los Lagos III") e Inversiones Los Lagos IV Limitada ("Los Lagos IV"). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenía Inversiones Los Lagos Ltda. en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, "Antigua Frontel").

El 15 de diciembre de 2009 los Socios modificaron "Los Lagos III" transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que "Antigua Frontel", entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora todos los activos y pasivos de "Antigua Frontel", sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

La Sociedad es una filial indirecta de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Esta última es la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan la empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío, y Cautín, Región de la Araucanía.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros anuales, se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Los estados financieros anuales de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 13 de marzo de 2012. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2011:

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 24, Revelación de Partes Relacionadas	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación - Clasificación de Derechos de Emisión	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de febrero de 2010
Mejoras a NIIFs Mayo 2010 – colección de enmiendas a siete Normas Internacionales de Información Financiera	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
Nuevas Interpretaciones	
CINIIF 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010
Enmiendas a Interpretaciones	
CINIIF 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad en estos estados financieros.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros anuales, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 27 (2011), Estados Financieros Separados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – (i) Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros – (ii) Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011 (para transferir activos financieros). Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 (para modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros)
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

La Administración estima que estas normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros del Grupo.

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros anuales es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se ha dado cumplimiento a las NIIF.

En la preparación de los estados financieros anuales se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

Los supuestos y estimaciones usados en la preparación de los estados financieros son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada a base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (“UGE”) a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Beneficios del personal - Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de

diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del período.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el ejercicio, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. La Sociedad también considera como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del Sistema Eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4. Período cubierto

Los presentes estados financieros anuales comprenden los estados de situación financiera de Frontel al 31 de diciembre de 2011 y 2010, y los resultados de sus operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

2.6. Combinación de negocios

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad, relacionadas con combinación de negocios, se ha utilizado el siguiente principio:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, de haberla, son registrados a valor de mercado. En el caso de que exista una diferencia positiva entre el costo de adquisición y el valor razonable de los activos y pasivos de la sociedad adquirida, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como menor valor o plusvalía comprada (goodwill). En el caso de que la diferencia sea negativa, ésta se registra con abono a resultados.

2.7. Moneda funcional

La moneda funcional de la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluyen en utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

Los activos y pasivos en moneda extranjera, son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

	31.12.2011	31.12.2010
Dólar estadounidense	519,20	468,01
Unidad de Fomento	22.294,03	21.455,55

2.9. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general, en los estados financieros no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.10. Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición menos la depreciación acumulada y deterioros acumulados.

Adicionalmente, al costo de adquisición o construcción de cada elemento se incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad. El monto activado por este concepto ascendió a M\$138.244 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y de M\$114.484 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$635.297 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y de M\$538.890 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad efectuó su transición a las IFRS, fueron retasados por terceros independientes.

Las obras en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba, cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

Los costos posteriores (reemplazo de componentes, mejoras, ampliaciones o crecimientos) se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente.

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del ejercicio en que se incurren.

La depreciación será determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, ajustando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

A continuación se presentan los principales períodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos :	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas :	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, la Sociedad tiene concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.11. Activos intangibles

2.11.1. Plusvalía comprada

La plusvalía comprada representa la diferencia entre el costo de adquisición y el valor justo de los activos adquiridos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la entidad adquirida. La plusvalía comprada es inicialmente medida al costo y posteriormente medida al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

2.11.2. Servidumbres

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Los activos de vida útil indefinida no se amortizan.

2.11.3. Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.11.4. Gastos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el período en que ocurren.

2.12. Deterioro de los activos

La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio de que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, se estima el valor recuperable del activo para determinar el alcance del deterioro.

En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo (UGE) a la cual pertenece el activo.

La Administración necesariamente aplica su juicio en la agrupación de activos que no generan flujos de efectivo independientes y también en la estimación, la periodicidad y los valores del flujo de efectivo subyacente en los valores del cálculo.

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

El valor recuperable es el más alto valor entre el valor justo menos los costos de vender, y el valor en uso. Este último corresponde a los flujos futuros estimados descontados.

Si el valor recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se habría determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato.

La plusvalía comprada es revisada anualmente o cuando existan indicios de deterioro. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, evaluando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo es menor a su valor de libro de las unidades generadoras de efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía comprada, se reconoce una pérdida por deterioro.

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de la Sociedad sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Los flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa que recoge el costo de capital del negocio. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo que reflejan las tasaciones de mercado vigentes del valor en el tiempo del dinero y los riesgos específicos del activo.

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad tiene políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones. Hasta la fecha la Sociedad no ha detectado ni realizado deterioro por este tipo de activos.

2.13. Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

La Sociedad no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante, sobre el saldo de la obligación.

El monto a amortizar del activo arrendado se asignará en cada período contable durante los períodos de uso esperado, de acuerdo con las políticas de amortización que adopte la Sociedad. En caso que exista certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento, el período de uso estimado será la vida útil del activo, de lo contrario el activo se amortiza en el plazo menor entre su vida útil o el plazo del arrendamiento.

Las cuotas de arrendamiento operativo se reconocen como gasto de forma uniforme durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

2.14. Instrumentos financieros

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

2.14.1. Activos financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad, los activos financieros no derivados son clasificados en las siguientes categorías:

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

Los instrumentos mantenidos hasta el vencimiento son aquellos activos financieros no derivados, con una fecha de vencimiento fija, con pagos en montos fijos o determinables, y para los que la entidad ha definido su intención, y posee la capacidad, de mantenerlos al vencimiento. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado.

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en derechos por cobrar no corrientes.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un activo financiero y de la asignación de los ingresos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros, se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha que se compromete a adquirir o vender el activo.

2.14.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación se registra el efectivo en caja, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

2.14.3. Pasivos financieros no derivados

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

El método de tasa de interés efectiva corresponde al método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de la asignación de los costos por intereses durante todo el período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.14.4. Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de este tipo de instrumento financiero sólo se realiza con propósitos de cobertura contable. La contratación de productos derivados se realiza para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc., a los que pudiera estar expuesta la Sociedad.

La realización de este tipo de operaciones se efectúa con estricto apego a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad. Las operaciones con instrumentos derivados deben cumplir con todos los criterios establecidos en la norma internacional NIC 39.

El desempeño de las operaciones en instrumentos derivados es monitoreado en forma frecuente y regular durante la vigencia del contrato, para asegurarse que no existan desviaciones significativas en los objetivos definidos, de manera de cumplir satisfactoriamente con los lineamientos establecidos en la política y la estrategia adoptada por la Administración. De igual manera, en virtud de dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la norma, la medición de la efectividad o desviaciones que puedan generarse durante la relación de cobertura, se realizará con una periodicidad trimestral. Cada vez que se autorice a operar con instrumentos derivados, deberá cuantificarse la efectividad de aquellos derivados contratados como instrumentos de cobertura. Esta efectividad deberá estar dentro de los límites definidos por la norma para ello (80% - 125%). Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad clasifica el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

a.1) Coberturas de valor razonable

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido

en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consisten en la designación de instrumentos de coberturas destinados a compensar la exposición a la variabilidad en los flujos de caja de un activo, un pasivo (como un swap simple para fijar los intereses a pagar sobre una deuda a tasa fluctuante), una transacción futura prevista altamente probable de ejecutar o una proporción de los mismos, en la medida que dicha variabilidad: i) sea atribuible a un riesgo en particular; y, ii) pueda afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.3) Cobertura de inversión neta en un negocio en el extranjero

Este tipo de cobertura se define cuando la partida cubierta es una inversión neta en un negocio cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad.

Por cada instrumento de cobertura se confecciona un expediente en el que se identifica explícita y claramente el instrumento cubierto, el instrumento de cobertura, la naturaleza del riesgo y el objetivo de gestión de riesgos y la estrategia de cobertura.

La Sociedad en forma habitual realiza un análisis de sus contratos, con el objeto de reflejar de manera precisa y oportuna el valor de estos, así como también, para identificar posibles derivados implícitos. En caso de existencia de algún derivado implícito, la Sociedad procede a su valoración y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.14.5. Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.15. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas por el método de la participación en aquellas sociedades en que tiene una influencia significativa.

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelayesen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de diciembre de 2011 el valor de la participación en estas tres empresas es de M\$107.614 y al 31 de diciembre de 2010 de M\$ 99.495.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

2.16. Inventarios

Las existencias se valoran al precio medio ponderado de adquisición, o al valor neto de realización si éste es inferior.

2.17. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1. Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, especialmente de apoyos de cables telefónicos, que según contrato estipulan pagos anticipados. Estos montos se registran como ingresos diferidos en el pasivo del estado financiero y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados en la medida que se devenga el servicio.

2.17.2. 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 activos, se deducen del valor libros, al cual se ha contabilizado el activo correspondiente y se reconocen en el estado de resultados durante la vida útil del activo depreciable con un menor cargo por depreciación.

2.17.3. Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.18. Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación, la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las estimaciones de las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.19. Beneficios del personal

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Normalmente esto corresponde a la proporción de un mes por cada año de servicio y a base del nivel de sueldo base. Este beneficio ha sido definido como un beneficio de largo plazo.

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, las cuales se actualizan en forma periódica. La obligación reconocida en el balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las utilidades y pérdidas actuariales se reconocen de inmediato en el estado de resultados dentro del costo de explotación.

Los costos asociados a los beneficios del personal, relacionados con los servicios prestados por los trabajadores durante el año, son cargados a resultados en el período que corresponde.

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo a la

Sociedad. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

La provisión asociada a este beneficio al cierre del período se presenta en el ítem “Provisiones no corrientes por Beneficio a los Empleados”.

2.20. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera, los saldos se clasifican en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, y como no corrientes los de vencimiento superior a dicho período.

En el caso que existieran obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.21. Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, se determina como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación, se imputan, dentro del período de medición reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizada en la combinación de negocios.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter indefinido y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en asociadas, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva.

2.22. Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

2.23. Ganancias por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.24. Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuible la sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.25. Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el período, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

El sector eléctrico chileno contempla las actividades de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, las que son desarrolladas por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Lo anterior se traduce en que las empresas tienen capacidad de decisión respecto de sus inversiones, la comercialización de sus servicios y la operación de sus instalaciones, siendo por tanto, responsables de la calidad del servicio otorgado en cada segmento, según lo estipule el marco regulatorio del sector.

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200MW, los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo de un Centro de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el cual tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio.
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema.
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (“SIC”), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente entre ellas Edelaysen (empresa relacionada), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atiende principalmente el consumo de las Región XI y XII, respectivamente. El SIC y el SING son los principales sistemas eléctricos del país y en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica de este último.

3.1. Generación eléctrica

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En los Sistemas Interconectados como el SIC o el SING existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todos los trasposos de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

3.2. Transmisión y subtransmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Troncal, Subtransmisión y Transmisión Adicional, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión adicional, existen instalaciones con acceso abierto e instalaciones que no tienen esta característica, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recuperar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. <p><u>Área No Común</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pagado por generadores y usuarios finales, de acuerdo a su participación esperada en los flujos de potencia de cada tramo.
Subtransmisión	Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (“CNE”) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones más las pérdidas eficientes.
Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.

El Área de Influencia Común (“AIC”) es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y los retiros de energía del sistema.

3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV, mientras que la oferta a voltajes mayores se entiende como transmisión.

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

a) Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de la siguiente forma:

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía. El Sistema de Transmisión Troncal se divide en dos zonas, un Área de Influencia Común (AIC), la que es financiada en 80% por las inyecciones (generación) y en 20% por los retiros (clientes). Las instalaciones troncales que no pertenecen al AIC se financiarán entre inyecciones y retiros, según el sentido de los flujos esperados.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras reales, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

El VAD, constituido por los cargos de potencia (kW) y energía (kWh), cargos fijos y nivel de pérdidas eficientes, se fijan cada 4 años, al igual que sus respectivas fórmulas de indexación,.

b) Clientes Libres

Pertencen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluyen aquellos clientes que posean entre 0,5 MW y 2 MW quienes hayan optado por un régimen de tarifas libres por 4 años. La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado.

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más un ajuste por precio de compra de energía y potencia.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad del concesionario de servicio público (SSAA), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD. Durante el año 2009 se publicaron las nuevas tarifas de los SSAA, las que permanecerán vigentes hasta su próxima revisión, con ocasión del proceso tarifario de VAD del año 2012.

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. Las últimas modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, fueron introducidas por la Ley N°19.940 de marzo de 2004 (“Ley Corta I”) y por la Ley N°20.018 de mayo de 2005 (“Ley Corta II”).

Los aspectos principales de la legislación establecen que el costo de la energía para el consumidor final es una combinación del precio de generación y transporte, más un cargo único por el uso del sistema de transmisión, más los peajes de subtransmisión y el VAD.

3.4.2. Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación y transmisión. Los principales cambios introducidos por esta ley fueron:

a) **Nuevo régimen para los sistemas de transmisión:** Se reconocen tres tipos de instalaciones de transmisión diferentes, dependiendo principalmente del tamaño y capacidad de sus redes: (a) Transmisión Troncal, (b) Subtransmisión y (c) Transmisión Adicional. Los dos primeros serán de acceso abierto y con tarifas reguladas.

- **Transmisión Troncal:** El peaje por uso del Sistema de Transmisión Troncal es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Energía, y considera la anualidad del valor de inversión (“AVI”), con una tasa de retorno del valor de inversión (“VI”) considerando la vida útil de los activos y la recuperación de los costos de administración, operación y mantenimiento (“COMA”). El VI y el COMA, así como sus fórmulas de indexación, son determinados cada cuatro años en el Estudio de Transmisión Troncal, el que identifica además ampliaciones y nuevas obras necesarias en el Sistema de Transmisión Troncal.

Los proyectos de ampliación son asignados al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan cuando la ampliación entra en servicio y las nuevas obras requeridas son adjudicadas en procesos de licitación abierta al licitante que ofrezca el menor cargo por peaje por los siguientes 20 años.

El 80% de las tarifas son de cargo de las empresas generadoras que se encuentren dentro del AIC a prorrata del uso. El 20% restante son de cargo de las empresas distribuidoras y/o de los clientes no regulados también a prorrata del uso. Los pagos por peaje que hagan las empresas de servicio público de distribución eléctrica se traspasarán íntegramente a sus clientes regulados.

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión será calculado considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por Consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emitirá un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
- **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adiciones las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.

- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.), el CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tarififica estos servicios se encuentra pendiente.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarifificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo (CTLP).

3.4.3. Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. Los principales cambios introducidos fueron:

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.

- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la CNE, el Ministerio de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, cuyas funciones corresponden a labores de tipo fiscalizadora, reguladora y coordinadora.

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”):** Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”):** Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	821.041	1.066.671
Saldo en Bancos	473.164	565.275
Otros instrumentos de renta fija	2.875.676	4.480.716
Totales	4.169.881	6.112.662

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos tales como fondos mutuos y otros instrumentos de renta fija de plazo inferior a 3 meses, que son tomados por la Sociedad de manera de maximizar los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-12-2011	31-12-2010
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	4.102.179	6.013.394
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	67.702	99.268
Totales		4.169.881	6.112.662

5. Otros Activos Financieros Corriente

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

Otros activos financieros	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Derivado (*)	1.131.839	-	-	-
Totales	1.131.839	-	-	-

(*) Ver nota 15.2.7

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, bruto	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	18.002.765	1.719.467	17.892.415	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, bruto	7.315.719	1.066.730	7.444.506	294.490
Totales	25.318.484	2.786.197	25.336.921	1.820.780

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	15.839.638	1.719.467	15.764.211	1.526.290
Otras cuentas por cobrar, neto	6.468.787	1.066.730	6.522.474	294.490
Totales	22.308.425	2.786.197	22.286.685	1.820.780

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2011 es de M\$25.094.622, al 31 de diciembre de 2010 es de M\$ 24.107.465.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2011 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 308 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas %
Residencial	286.191	47%
Comercial	12.377	15%
Industrial	2.449	23%
Otros	7.375	15%
Total	308.392	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31-12-11	31-12-10
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	5.235.162	4.693.317
Con vencimiento entre tres y seis meses	453.897	572.703
Con vencimiento entre seis y doce meses	371.334	336.165
Con vencimiento mayor a doce meses	27.454	28.850
Totales	6.087.847	5.631.035

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, resultando en una provisión menor a la indicada.

- d) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	3.050.236
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	236.453
Montos castigados	(276.630)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.010.059

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero 2010	1.442.742
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	1.608.612
Montos castigados	(1.118)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	3.050.236

El valor libro de los deudores y cuentas por cobrar representan una aproximación razonable al valor justo de los mismos.

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.024.915	7.397.512.289.350	7.397.817.314.265	99,1907%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3640%
Municipalidad de Bulnes	262.571	7.876.859.474	7.877.122.045	0,1056%
Inversiones Grupo Saesa Limitada	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0743%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0473%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (*)	40.451	1.213.486.341	1.213.526.792	0,0163%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Otros minoritarios	204.919.153	4.514.613.361	4.719.532.514	0,063%
Totales	511.921.655	7.457.660.955.180	7.458.172.876.835	100%

(*) Corresponde a las acciones que pertenecían a los accionistas que se acogieron a retiro en abril de 2011 como consecuencia de la fusión de la Sociedad con su filial, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas el 30 de marzo de 2011.

7.2. Saldo y transacciones con empresas relacionadas

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

La compra y venta de materiales se realiza a valores de precio medio de bodega.

Los préstamos en cuentas corrientes pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

A la fecha de los presentes estados financieros no existen garantías otorgadas a los saldos con empresas relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2011		31-12-2010	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	1.496.000	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	16.134	-	-	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	82.562	-	-	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.002	-	1.319	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Venta de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.498	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	216	-	309	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	26.477	-	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	825	-	1.624	-
Totales						130.714	-	1.499.252	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2011		31-12-2010	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Mantenimiento Sistema	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	4.783	-
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	5.510	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	741	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	10.359	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	13.136	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.511.446	-	4.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6	-	8	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	302.719	-	868.106	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	187.457	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	23.522	-	116.093	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	94.377	-	-	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	9.141	-
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Ariendo grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	215.674	-	67.855	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	79.485	-	3.517	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.374	-	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	589	-	694	-
76.027.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	785.865	-	926.244	-
76.024.762-6	Condor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	22	-	33	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	1.660	-	-	-
Totales						6.205.196	-	2.030.666	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados (cargos) abonos

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(483.459)	(178.932)
77.683.400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	126.189	39.824
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(344)	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	3.581	(107)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema	(46.551)	(66.432)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Peajes	(19.771)	34.560
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Compra/Venta energía	(173.039)	(60.231)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Peajes	10.755	(64.277)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(853.517)	(868.106)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	28.862	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Peajes	4.507	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(43.227)	(3.163)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(27.594)	(6.432)

7.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2011 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz - Molina, John Watt, Kevin David Kerr, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray y Olivia Penelope Steedman.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, para el año 2011 y 2010, son los siguientes:

Director	31-12-2011	31-12-2010
Lawrence S. Coben	-	-
Pedro Pablo Errázuriz	-	-
Jorge Lesser García-Huidobro	-	-
Iván Díaz- Molina	1.660	-
Totales	1.660	-

No hay otros saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por otros conceptos.

b) Remuneración del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2011 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2012.

En sesión de Directorio de fecha 16 de agosto de 2011 renunció a su cargo de Director de la Sociedad el señor Kevin David Kerr. En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, al señor Juan Ignacio Parot Becker.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre de 2011 renunciaron a su cargo los directores de la Sociedad los señores Adil Rahmathulla, John Watt y Thomas Gray. En la misma sesión, se designó como directores reemplazantes a los señores Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke..

Los Directores señores John Watt, Kevin David Kerr, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Adil Rahmathulla, Thomas Gray, Olivia Penelope Steedman, Ben Hawkins, Robert Mah y Kevin Roseke, renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son las siguientes:

Director	31-12-2011	31-12-2010
Law rence S. Coben	-	16.162
Pedro Pablo Errázuriz	892	22.950
Jorge Lesser García-Huidobro	21.960	19.812
Iván Díaz- Molina	21.960	7.100
Totales	44.812	66.024

Las remuneraciones pagadas a los directores incluye a “Antigua Frontel” y Frontel (Ex-Inversiones Los Lagos III S.A.).

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. La remuneración de este ejecutivo con cargo a resultados asciende a M\$51.755 al 31 de diciembre de 2011 y M\$68.001 al 31 de diciembre de 2010.

La Sociedad tiene, para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente.

8. Inventarios

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

Clases de inventario	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.179.191	2.391.112
Materiales en tránsito	218.487	109.147
Existencias retail	479.303	304.715
Provisión por obsolescencia	(159.071)	(185.101)
Totales	3.717.910	2.619.873

No existen inventarios entregados en garantía para el cumplimiento de obligaciones.

El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	2.376.894	2.010.624
Otros gastos por naturaleza (*)	552.762	950.925
Totales	2.929.656	2.961.549

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta de inventarios al 31 de diciembre de 2011 ascienden a M\$2.837.058 (M\$3.527.028 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2011 ascienden a M\$316.462 (M\$350.901 en 2010).

El efecto en resultados de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$26.030 para el año 2011 y un cargo de M\$35.234 para el año 2010.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto renta por recuperar	1.527.101	578.922
Totales	1.527.101	578.922

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Impuesto a la renta		4.960
Iva Débito fiscal	775.193	782.199
Otros	12.449	11.330
Totales	787.642	798.489

10. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles identificables, neto	4.837.395	4.742.092
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	99.160	3.857

Activos intangibles bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	4.866.747	4.750.527
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	128.512	12.292

Amortización activos intangibles	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Activos intangibles identificables, amortización	(29.352)	(8.435)
Servidumbres	-	-
Software	(29.352)	(8.435)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2011 y 2010 son los siguientes:

Movimiento año 2011		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		3.857	4.738.235	4.742.092
Movimiento	Adiciones	119.862	-	119.862
	Retiros	(79)	-	(79)
	Gastos por amortización	(24.480)	-	(24.480)
	Total movimientos	95.303	-	95.303
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		99.160	4.738.235	4.837.395

Movimiento año 2010		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres Neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 01 de enero de 2010		7.347	4.738.235	4.745.582
Movimiento	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(3.490)	-	(3.490)
	Total movimientos	(3.490)	-	(3.490)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		3.857	4.738.235	4.742.092

Los derechos de servidumbre se presentan a costo adquirido, y a partir de la fecha de transición a costos histórico. El período de explotación de dichos derechos, en general no tiene límite de expiración por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no están sujetos a amortización.

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" del Estado de Resultado integral.

11. Plusvalía Comprada

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

Rut	Empresa	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por la sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua Frontel, RUT 96.986.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Administración de la Sociedad, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignadas las distintas plusvalías permiten recuperar su valor.

12. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2011 y 2010:

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Neto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	124.526.773	119.658.939
Construcción en Curso	10.934.895	11.936.929
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	1.506.490	1.447.992
Planta y Equipo	108.240.811	102.273.601
Equipamiento de Tecnologías de la Información	282.280	344.308
Instalaciones Fijas y Accesorios	111.873	99.483
Vehículos de Motor	750.415	828.432
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.169.347	1.197.532

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	152.333.265	143.290.394
Construcción en Curso	10.934.895	11.936.929
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	2.238.616	2.145.111
Planta y Equipo	133.592.976	123.855.246
Equipamiento de Tecnologías de la Información	413.647	453.700
Instalaciones Fijas y Accesorios	286.069	247.717
Vehículos de Motor	1.218.164	1.186.442
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.118.236	1.934.587

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor,Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo	(27.806.492)	(23.631.455)
Edificios	(732.126)	(697.119)
Planta y Equipo	(25.352.165)	(21.581.645)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(131.367)	(109.392)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(174.196)	(148.234)
Vehículos de Motor	(467.749)	(358.010)
Otros	(948.889)	(737.055)

El movimiento del rubro propiedades, plantas y equipos durante los años 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimiento año 2011	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehículos de Motor,Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	11.936.929	1.530.662	1.447.992	344.308	99.483	828.432	1.197.532	102.273.601
Adiciones	6.401.755	-	93.505	19.803	38.613	136.811	186.340	10.112.941
Retiros	(7.403.789)	-	-	(4.818)	(35)	(55.357)	(1.562)	(364.748)
Gastos por depreciación	-	-	(35.007)	(77.013)	(26.188)	(159.471)	(212.963)	(3.780.983)
Total movimientos	(1.002.034)	-	58.498	(62.028)	12.390	(78.017)	(28.185)	5.967.210
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	10.934.895	1.530.662	1.506.490	282.280	111.873	750.415	1.169.347	108.240.811

Movimiento año 2010	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehículos de Motor,Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010	9.254.445	1.530.662	1.345.176	74.915	114.638	1.034.047	704.643	102.206.674
Adiciones	6.876.706	-	133.698	331.850	9.892	-	787.137	4.745.770
Retiros	(4.194.222)	-	-	(802)	(72)	(39.619)	(2.666)	(1.002.538)
Gastos por depreciación	-	-	(30.882)	(61.655)	(24.975)	(165.996)	(291.582)	(3.676.305)
Total movimientos	2.682.484	-	102.816	269.393	(15.155)	(205.615)	492.889	66.927
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	11.936.929	1.530.662	1.447.992	344.308	99.483	828.432	1.197.532	102.273.601

La Sociedad ha mantenido una política de realizar las obras necesarias para satisfacer los incrementos de la demanda, conservar en buen estado las instalaciones y adaptar el sistema a las mejoras tecnológicas, con el objeto de cumplir con las normas de calidad y continuidad de suministro establecidos por la regulación vigente.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los Bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M\$138.244 al año terminado al 31 de diciembre de 2011 y de M\$114.484 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$635.297 al año terminado al 31 de diciembre de 2011 y de M\$538.890 al año terminado al 31 de diciembre de 2010.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1. Impuesto a la renta

- a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los años 2011 y 2010, es el siguiente:

(Ingreso) Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Gasto por impuesto a las ganancias	(224.823)	245.024
Otro gasto por impuesto corriente	1.260	828
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(223.563)	245.852
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	193.829	162.301
Otro gasto por impuesto diferido	(1.221)	-
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	192.608	162.301
(Ingreso) Gasto por impuesto a las ganancias	(30.955)	408.153

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	2.609.966	3.522.705
(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%,17%)	(521.993)	(598.860)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	13.852	25.802
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(82.865)	(100.286)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	123.207	-
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	-	38.052
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	89.242	-
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(904)	(405.166)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	229.860	618.938
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(66.128)	13.367
Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-
Ajuste Empresas Fusionadas	164.532	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	82.152	-
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	552.948	190.707
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	30.955	(408.153)
Tasa Impositiva Efectiva	-1,19%	11,59%

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley N.20.455, la cual "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", después del terremoto del 27 de febrero de 2010, la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece 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.

Como consecuencia de estos cambios transitorios en la tasa de impuesto a la renta y sus efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos que se reversarán en 2012, con tasa de 18,5%, al 31 de diciembre 2011 la sociedad reconoció un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$65.221, respecto de haber mantenido la tasa del 17% que registró a partir de 2013 en adelante.

13.2. Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2011	31-12-2010 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo (*)	-	-	1.268.843	8.681.167
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	33.735	53.185	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	525.255	557.913	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	69.671	81.576	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	27.758	33.966	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	66.853	59.393	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	112.484	125.143	-	2.292
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	87.395	125.745	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	48.186	41.124	119	143
Impuestos diferidos relativos a Derivados	-	34.543	209.390	-
Total Impuestos Diferidos	971.337	1.112.588	1.478.352	8.683.602

(*) El 31 de mayo de 2011, la Sociedad absorbió por fusión a su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor registrado en la Sociedad respecto del patrimonio tributario de la filial, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta última, dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios, que generan diferencias temporarias. Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$7.261.232, que para efectos de presentación se muestra neto en el pasivo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos del estado de situación financiera en los años 2011 y 2010 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	1.112.588	8.683.602
Impuesto diferido efecto por fusión	-	(7.261.232)
Incremento (decremento)	(141.251)	55.982
Saldo al 31 de diciembre de 2011	971.337	1.478.352

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	758.974	8.160.770
Incremento (decremento)	353.614	522.832
Saldo al 31 de diciembre de 2010	1.112.588	8.683.602

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar esos activos.

14. Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-12-2011		31-12-2010	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	12.302.218	-	3.335.722	10.719.200
Derivado (*)	-	-	166.610	-
Bonos	1.472.337	17.198.252	1.430.131	17.777.456
Totales	13.774.555	17.198.252	4.932.463	28.496.656

(*) Ver nota 15.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2011 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2011 M\$
Chile	USD	Anual	2,02%	SIN	-	-	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-
Totales					-	-	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	Semestral	0,90%	SIN	-	-	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
Chile	USD	Anual	1,95%	SIN	-	-	-	3.323.737	3.323.737	-	-	-
Totales					-	-	-	3.335.722	3.335.722	10.719.200	-	10.719.200

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2011					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	2,02%	ANUAL	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-
Totales						-	12.302.218	12.302.218	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2010					
						Corriente			No Corriente		
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA	BANCO ESTADO	97.030.000-7	UF	0,90%	SEMESTRAL	-	11.985	11.985	10.719.200	-	10.719.200
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA	BANCO BCI	97.006.000-6	USD	1,95%	ANUAL	-	3.323.737	3.323.737	-	-	-
Totales						-	3.335.722	3.335.722	10.719.200	-	10.719.200

- d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2011 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2011
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	-	-	1.472.337	1.472.337	6.369.723	10.828.529	17.198.252
Total					-	-	-	1.472.337	1.472.337	6.369.723	10.828.529	17.198.252

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente		
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2010 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2010 M\$
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456
Totales					-	-	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456

- e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2011					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A. BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.472.337	1.472.337	6.369.723	10.828.529	17.198.252	
Totales					-	1.472.337	1.472.337	6.369.723	10.828.529	17.198.252

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2010					
					Corriente			No Corriente		
					Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 5 años	más de 10 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A. BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456	
Totales					-	1.430.131	1.430.131	6.130.157	11.647.299	17.777.456

- f) Colocación de bonos

Con fecha 15 de julio de 2005, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie A con cargo a la Línea número 416, aprobada por la Superintendencia de Valores y Seguros por un monto total de UF 1.000.000.

Los costos de colocación y menor valor de colocación asociados a estos instrumentos se presentan en el rubro Otros Pasivos Financieros Corriente y no Corriente y se amortizan según el método de la tasa de interés efectiva.

- g) Otros aspectos

Las deudas de la Sociedad incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También hay obligaciones relacionadas con el mantenimiento de sus activos esenciales (líneas e instalaciones de distribución de la Sociedad, y las respectivas concesiones de distribución asociadas a dichos activos). Los contratos regulan los flujos entre compañías relacionadas por conceptos de créditos, con excepción de aquellos con transacciones que están directamente relacionadas con el giro del negocio. Los contratos también regulan la entrega de fianzas, codeudas solidarias, avales o cualquier garantía personal a terceros distintos de las empresas del grupo.

Ratios financieros

En la Sociedad:

- Razón de Endeudamiento (RE). Mantener al final de cada trimestre una RE no superior a 1,25 veces.
- Deuda Financiera Neta/EBITDA: Mantener al final de cada trimestre un ratio menor a 3,5 cinco veces medido sobre estados financieros.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha dado cumplimiento a estas restricciones.

15. Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la alta administración de la Sociedad, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesta Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. son los siguientes:

15.1. Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

Adicionalmente existen riesgos financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

15.1.1. Riesgo Regulatorio

a) *Cambio de la regulación*

El sector eléctrico se rige por una normativa, vigente desde 1982, que regula aspectos claves de la industria tales como tarifas, capacidad de las Sociedades de abastecer a sus clientes y la calidad del suministro, entre otros.

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

Durante el año 1999 se introdujeron dos importantes modificaciones a la regulación eléctrica. En primer lugar, se establecieron ciertas obligaciones para los generadores respecto al suministro eléctrico en situaciones de desabastecimiento originadas por fallas prolongadas en centrales térmicas o en seqúas (Art. 99 bis del DFL N° 1). En segundo lugar, se modificó la Ley Orgánica Constitucional N°18.410 que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, modificación que implicó establecer facultades fiscalizadoras adicionales para este organismo y configurar un sistema de multas asociadas al incumplimiento de las normas y reglamentos por parte de las empresas eléctricas.

Asimismo, en marzo de 2004 y mayo de 2005, se publicaron en el Diario Oficial la Ley N° 19.940 y N° 20.018 que modificaron la Ley General Sobre Servicios Eléctricos y su Reglamento y que convencionalmente se han denominado como la "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

Actualmente, continúa en el Congreso la tramitación del proyecto de modificación a la Ley Eléctrica en materias relacionadas con la distribución, presentada por el Poder Ejecutivo a fines del año 2007, sin mostrar mayores avances en su tramitación.

Hacia fines del primer semestre del 2011 se han presentado indicaciones a los siguientes proyectos de modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE):

- Ampliación de la matriz energética mediante el uso de fuentes de energía renovables no convencionales, en adelante Proyecto ERNC, y
- Incentivo de las inyecciones de energía proveniente de medios renovables no convencionales, conectados a la redes de distribución, mediante el uso de los mismos empalmes de conexión a la red utilizados para el suministro a clientes finales, en adelante Proyecto net metering.

La Sociedad monitorea periódicamente los potenciales cambios regulatorios de modo de adoptar oportunamente las acciones de mitigación que se requiera.

b) Fijación de tarifas de distribución

En la medida que aumenta el consumo y se van produciendo economías de escala, las tarifas de distribución tienden a disminuir, lo que ha ocurrido principalmente en las fijaciones tarifarias de distribución de estos últimos años.

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre.

Adicionalmente las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final.

En cuanto a los Servicios Asociados (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

c) Contratos de suministro

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos tres años.

Por otra parte, el suministro a partir del año 2010 ya está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y tendrán una duración de 10 años.

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de la Sociedad, SEC, emitió la Resolución Exenta N° 2228, de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro para clientes regulados no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

Así, la declaratoria de quiebra posterior de Campanario en Septiembre de 2011, o de cualquier otra empresa generadora adjudicataria de contratos licitados de suministro de potencia y energía no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debiéndose pagar los mismos precios establecidos en el respectivo contrato de suministro, por lo que sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realiza mediante la aplicación de la RE2288, de manera que en el cuarto trimestre de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución.

d) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SIC se podría ver afectada en años futuros, si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía.

Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos 3 años (2012 – 2014).

15.2. Riesgo financiero

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 62% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

Por otro lado, cerca del 62% de la deuda financiera está a tasa fija y un 38% a tasa variable protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en los párrafos siguientes.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa variable Libo:

<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
29-04-2011	23.614	12.260.277

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Respecto de los flujos de la Sociedad, si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

15.2.1. Tipo de cambio

La Sociedad que opera en moneda funcional peso realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Como se menciona en la nota 15.2 al 31 de diciembre de 2011 la Sociedad tiene un crédito en USD, la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7).

15.2.2. Variación UF

El 62% de la deuda financiera está estructurada en UF, consistente con los flujos de la Sociedad.

De los ingresos de la Sociedad un 90% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPMN. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

15.2.3. Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable, ya que se encuentran protegida con el derivado financiero antes mencionado.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

	31/12/2011	31/12/2010
Tasa Interés Variable	0%	32%
Tasa Interés Protegida	38%	11%
Tasa Interés Fija	62%	57%

15.2.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta Diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de esta Sociedad, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

15.2.5. Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 ó 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El deterioro de las cuentas por cobrar se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

15.2.6. Instrumentos financieros por categoría

Según categoría los activos y pasivos por instrumentos financieros son los siguientes:

a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Otros Activos Financieros, Corriente	-	-	-	1.131.839	1.131.839
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, Derechos por cobrar	-	25.094.622	-	-	25.094.622
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	130.714	-	-	130.714
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	4.169.881	-	-	-	4.169.881
Totales	4.169.881	25.225.336	-	1.131.839	30.527.056

Al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos al vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Derivados de cobertura M\$	Mantenidos para la venta M\$	Total M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, Derechos por cobrar	-	24.107.465	-	-	24.107.465
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	-	1.499.252	-	-	1.499.252
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	6.112.662	-	-	-	6.112.662
Totales	6.112.662	25.606.717	-	-	31.719.379

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2011	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	30.972.807	-	-	30.972.807
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	12.774.259	-	-	12.774.259
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	6.205.196	-	-	6.205.196
Total	-	49.952.262	-	-	49.952.262

Al 31 de diciembre de 2010	Mantenidos hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados de cobertura M\$	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Préstamos que devengan interés	-	33.262.509	-	-	33.262.509
Derivado	-	-	166.610	-	166.610
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.623.061	-	-	10.623.061
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	2.030.666	-	-	2.030.666
Total	-	45.916.236	166.610	-	46.082.846

15.2.7. Instrumentos derivados

La Sociedad, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros suscribe contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio del dólar respecto del peso o la UF, producto de obligaciones existentes en monedas distintas al peso o a la UF. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden a Cross Currency Swaps.

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.12.2011	31.12.2010	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)		(166.610)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	1.131.839	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes

(**) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes

En relación a las coberturas de flujo de caja presentadas al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad de las coberturas.

15.2.8. Valor Justo de instrumentos financieros

a) Valor Justo de instrumentos financieros contabilizados a Costo Amortizado.

A continuación se resumen los valores razonables de los principales activos y pasivos financieros, incluyendo aquellos que en el Estado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos Financieros - al 31.12.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	821.041	821.041
Saldo en Bancos	473.164	473.164
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	22.308.425	22.308.425

Pasivos Financieros - al 31.12.2011	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	12.302.218	12.407.984
Bonos	18.670.589	17.990.615
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12.774.259	12.774.259

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología.

- El Costo Amortizado de los Depósitos a Plazo, de haberlos, es una buena aproximación del Fair Value, debido a que son operaciones de muy corto plazo (menores a 30 días).
- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.

- c) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez. La valorización realizada no considera la alternativa de prepago que poseen estos bonos.
- d) El Valor Justo de la Deuda Bancaria y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

c) Reconocimiento de mediciones a Valor Justo en los Estados Financieros:

El reconocimiento del valor justo en los Estados Financieros se realiza de acuerdo con los siguientes niveles:

- Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Proveedores por compra de energía	8.492.974	7.447.686
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.500.233	2.755.556
Dividendos por pagar	13.290	18.287
Cuentas por pagar instituciones fiscales	100.813	88.730
Otras cuentas por pagar	666.949	312.802
Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	12.774.259	10.623.061

17. Provisiones

17.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	376.598	421.744
Provisión por beneficios anuales	948.935	1.062.170
Totales	1.325.533	1.483.914

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es el siguiente:

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	1.483.914
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	863.847
Provisión utilizada	(1.022.228)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(158.381)
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	1.325.533

Provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	1.351.638
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.107.313
Provisión utilizada	(975.037)
Reversos de provisión no utilizada.	-
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	132.276
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	1.483.914

17.2. Otras provisiones

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

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente	
	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Otras provisiones (Multas)	238.654	217.697
Totales	238.654	217.697

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	217.697
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	76.639
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(4.802)
Provisión utilizada	(40.136)
Reversos de provisión no utilizada.	(10.744)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	20.957
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	238.654

Provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	548.947
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	97.104
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	9.157
Provisión utilizada	(119.746)
Reversos de provisión no utilizada.	(317.765)
Incremento por ajuste del valor del dinero en el tiempo.	-
Diferencia de conversión cambio de moneda extranjera	-
Otro incremento (decremento)	-
Total movimientos en provisiones	(331.250)
Saldo final al 31 de diciembre de 2010	217.697

17.3. Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	1.800.513	1.812.320
Totales	1.800.513	1.812.320

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2011 y 2010 es el siguiente:

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	1.812.320
Provisión del período	285.622
Pagos en el período	(297.429)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	1.800.513

Provisiones no corriente, Indemnización por años de servicio	M\$
Saldo al 01 de enero de 2010	1.457.185
Provisión del período	401.965
Pagos en el período	(46.830)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	1.812.320

c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H/RV 2009 M

17.4 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos estados financieros, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

17.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTEL	1 Juzgado Civil de Santiago	8.156-2003	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Carrasco con FRONTEL)	Fallo de segundo grado confirmó rechazo de la demanda. Recurso de casación pendiente	22.294
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	4459-2007	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Moreno con FRONTEL)	Proceso pendiente en 2° instancia. Fallo de primera rechazó la demanda	300.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1997-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Marín con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	477.000
FRONTEL	Juzgado de letras de Santa Juana	3808-08	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio forestal. (Vergara con FRONTEL)	Sentencia de primer y segundo grado rechazó la demanda. Proceso pendiente en casación.	22.294
FRONTEL	6° J. Civil Santiago	40.168-2009	Reclamo de ilegalidad por multa DRV	Proceso pendiente en 1° instancia	1.171
FRONTEL	2° Juzgado de Letras de Osorno	19187	Demanda de indemnización de perjuicios (Garrido Poo con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	61.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	22.294
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	19-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Von Baer con FRONTEL)	Proceso pendiente en 2° instancia. Fallo de primera rechazó la demanda	22.294
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	16.025
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
FRONTEL	Juzgado de Letras de Traiguén	100-2011	Demanda de término de servidumbre (Tramolao con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	Indeterminado

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

17.4.2 Multas

Las multas cursadas a la Sociedad, y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	7.024
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.365

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros son a juicio de la Administración, la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente, teniendo en cuenta los riesgos e incertidumbres que rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

18. Otros Pasivos no Financieros, Corrientes

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

Otros pasivos No Financieros, Corrientes	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	7.907.919	5.955.065
Otras obras de terceros	1.249.269	815.368
Total otros pasivos corrientes	9.157.188	6.770.433

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2.

19. Patrimonio

19.1. Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2011 el capital social de Frontel asciende a M\$133.753.099 y al 31 de diciembre de 2010 asciende a M\$133.103.892. El capital está representado por 511.921.655 acciones serie A y 7.457.660.955.180 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

El aumento de capital por M\$649.207 corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31.05.11.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

19.1.2 Dividendos

Con fecha 30 de marzo de 2011 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo definitivo de \$ 0,01711 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010. Adicionalmente, la Junta acordó el pago de un dividendo adicional de \$0,00213 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

Lo anterior significó un pago total de M\$ 3.465.125 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 02 de mayo de 2011, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 26 de marzo de 2010 en Junta ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo de \$0,00426 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2009, lo que significó un pago de M\$ 766.979. El dividendo antes señalado se pagó a partir del 26 de abril de 2010.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada período en los estados financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos períodos.

19.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(469)	(1.571)

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la relacionada SGA que tiene moneda funcional dólar.

19.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2011

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas			Reservas de cobertura M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2011 M\$			
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.571)	-	1.102	-	(469)	
Reservas de cobertura	33.436	-	-	18.631	52.067	
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	4.577.306	
Efecto por fusión 31.05.2011	-	8.011.148	-	-	8.011.148	
Totales	4.609.171	8.011.148	1.102	18.631	12.640.052	

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros y M\$ 4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$ 8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$ 7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$ 508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición.

La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Saldos al 31 de diciembre de 2010

	Saldo al 01 de enero de 2010 M\$	Cambio en otras reservas		Reservas de cobertura M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2010 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2010 M\$		
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.031)	-	(540)	-	(1.571)
Reservas de cobertura	-	-	-	33.436	33.436
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	4.577.306
Totales	4.576.275	-	(540)	33.436	4.609.171

19.1.5 Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2011 y 2010 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2011

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/11	12.669.826	231.773	12.901.599
Transferencia y otros cambios	(1.207)	-	(1.207)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	2.640.921	-	2.640.921
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(2.540.822)	-	(2.540.822)
Provisión dividendo mínimo del año	(792.276)	-	(792.276)
Saldo final al 31/12/11	11.976.442	231.773	12.208.215

La utilidad distributable del ejercicio 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$2.640.921.

Saldos al 31 de diciembre de 2010

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/10	11.015.787	231.773	11.247.560
Transferencia y otros cambios	34.175	-	34.175
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	3.081.011	-	3.081.011
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(536.844)	-	(536.844)
Provisión dividendo mínimo del año	(924.303)	-	(924.303)
Saldo final al 31/12/10	12.669.826	231.773	12.901.599

La utilidad distributable del ejercicio 2010, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2010, esto es M\$3.081.011.

19.2 Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

19.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 14 g).

20. Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos Ordinarios	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Venta de Energía	86.487.011	80.693.235
Ventas de energía	86.487.011	80.693.235
Otras Prestaciones y Servicios	2.321.899	1.887.076
Apoyos	256.464	260.090
Arriendo de medidores	325.330	331.416
Cortes y reposición	720.080	654.789
Pagos fuera de plazo	777.336	625.338
Otros	242.689	15.443
Totales Ingresos Ordinarios	88.808.910	82.580.311

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.575.430	2.257.486
Venta de materiales y equipos	1.527.145	1.457.493
Arrendamientos	305.215	294.528
Intereses Créditos y Préstamos	167.565	168.212
Ingresos Retail	1.351.422	1.214.830
Otros Ingresos	548.501	326.956
Totales Otros ingresos, por naturaleza	5.475.278	5.719.505

21. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	64.018.036	56.553.701
Compra de materiales	2.385.192	2.129.025
Totales	66.403.228	58.682.726

22. Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	6.661.344	6.569.965
Provisión costo de vacaciones	20.481	40.547
Otros costos de personal	647.744	731.210
Indemnización por años de servicios	654.956	480.311
Activación costo de personal	(635.297)	(538.890)
Totales	7.349.228	7.283.143

23. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Depreciaciones	4.291.625	4.251.395
Amortizaciones de Intangibles	24.480	3.490
Deterioro Activo fijo	-	651.231
Totales	4.316.105	4.906.116

24. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	5.132.434	4.259.408
Mantenimiento Medidores, Ciclo Comercial	3.431.649	3.379.756
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	316.452	253.260
Provisiones y Castigos	331.587	1.688.633
Gastos de Administración	1.343.807	1.374.405
Otros Gastos por Naturaleza	1.440.839	1.841.512
Total Otros Gastos por Naturaleza	11.996.768	12.797.726

25. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	143.978	138.573
Otros ingresos financieros	133.230	39.866
Total Ingresos Financieros	277.208	178.439

Costos Financieros	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Gastos por préstamos bancarios	(243.615)	(139.697)
Gastos por bonos	(554.173)	(572.793)
Otros Gastos Financieros	(162.087)	(67.612)
Activación Gastos financieros	138.244	114.484
Total Costos Financieros	(821.631)	(665.618)

Resultado por unidades de reajuste	(1.116.311)	(709.936)
Diferencias de cambio	(343)	1.435
Positivas	-	1.435
Negativas	(343)	-
Total Costo Financiero	(1.938.285)	(1.374.119)

Total Resultado Financiero	(1.661.077)	(1.195.680)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

26. Información por Segmento

El siguiente análisis de negocio y segmento es requerido por la NIIF 8, Información financiera por segmentos, para ser presentado por las entidades cuyo capital o títulos de deuda se negocian públicamente o que están en proceso de la emisión de títulos de deuda pública en los mercados de valores.

Los segmentos operativos son definidos como componentes de una entidad para los cuales existe información financiera separada que es regularmente utilizada por la Administración para la toma de decisiones, como asignar recursos y para evaluar el desempeño.

El negocio de la Sociedad es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados a nivel de la Matriz (Inversiones Eléctricas del Sur S.A.).

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

27. Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 4 de enero de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Gerente General de la Sociedad del señor Francisco Mualim Tietz, quien emprenderá nuevas actividades. La renuncia referida tendrá efecto a contar del día 1 de febrero de 2012.

En el mismo acto, se procedió a designar como Gerente General de la Sociedad, con efecto a partir del 1 de febrero de 2012, a don Francisco Alliende Arriagada.

En sesión celebrada con fecha 4 de enero de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la Señora Stacey Purcell.

En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, al señor Juzar Pirbhai, quién ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

En el período comprendido entre el 01 de enero de 2012 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

28. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de diciembre de 2011 y 2010, es el siguiente:

Empresa	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2011 M\$	31/12/2010 M\$
Frontel	Evaluación plan de manejo	Inversión	467	-
Frontel	Asesorías medioambientales	Costo	-	498
Frontel	Gestión de residuos	Costo	-	483
Frontel	Reforestaciones	Inversión	-	11.123
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	222	2.840
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	53.660	23.368
Totales			54.349	38.312

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

29. Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2011 son las siguientes, según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Tipo de garantía			Valor pendiente al					
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía (M\$)	Segundo Semestre 2011	Primer Semestre 2012	Segundo Semestre 2012	2013	2015	2016
Director Regional de Vialidad, Region del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	30.565	10.768	19.797	-	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	60.372	48.155	12.217	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	6.701.642	453.089	2.452.655	2.260.915	1.534.982	-	-
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.022.008	190.164	1.905.709	926.134	-	-	-
I. Municipalidad de Angol	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	48.575	48.575	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Lonquimay	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	200	200	-	-	-	-	-
			Total		9.863.362	750.952	4.390.378	3.187.049	1.534.982	-	-

30. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$117.067.

31. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2011 %	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva	Subtotal	Utilidad	Total
			01.01.2011 M\$	del ejercicio M\$		patrimonio M\$	31.12.2011 M\$	no realizada 31.12.2011 M\$	
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	77.154	6.674	(3.425)	-	80.403	-	80.403
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	14.178	721	(516)	-	14.383	-	14.383
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	8.163	2.750	799	1.116	12.828	-	12.828
Totales			99.495	10.145	(3.142)	1.116	107.614	-	107.614

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2010 %	Saldo al	Resultado	Dividendos	Reserva	Subtotal	Utilidad	Total
			01.12.2010 M\$	del ejercicio M\$		patrimonio M\$	31.12.2010 M\$	no realizada 31.12.2010 M\$	
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	10.000	0,10000%	71.495	9.397	(2.819)	(919)	77.154	-	77.154
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	13.956	1.029	(807)	-	14.178	-	14.178
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	4.918	5.415	(1.624)	(546)	8.163	-	8.163
Totales			90.369	15.841	(5.250)	(1.465)	99.495	-	99.495

32. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	2,02%	-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-
Totales			-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	0,90%	-	-	97.902	10.899.291	-	-	10.899.291
Chile	USD	1,95%	-	-	3.367.659	-	-	-	-
Totales			-	12.385.412	3.465.561	10.899.291	-	-	10.899.291

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31-12-2011 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-
Totales						-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$		31-12-2010 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	UF	0,91%	0,90%	-	97.902	97.902	10.899.291	-	-	10.899.291
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO BCI	USD	1,95%	-	32.317	3.335.342	3.367.659	-	-	-	-
Totales						32.317	3.433.244	3.465.561	10.899.291	-	-	10.899.291

b) Bonos

Resumen de bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983
Totales			912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2010	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2010
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	UF	3,00%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
Totales			895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2011						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie A/N°416	Chile	UF	3,00%	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983
Totales								912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31-12-2010						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Días	Más de 90 Días	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie A/N°416	Chile	UF	3,00%	3,00%	895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111
Totales								895.962	886.822	1.782.784	5.129.314	7.818.681	8.812.116	21.760.111

33. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
Efectivo y Equivalentes del efectivo	Dólar	Peso chileno	67.702	99.268
Totales			67.702	99.268

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos Corrientes en Operación				
Otros Pasivos Financieros, Corriente	Dólar	Peso chileno	12.302.218	3.323.737
Total Pasivos Corrientes en Operación			12.302.218	3.323.737
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			12.302.218	3.323.737
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	Dólar	Peso chileno	-	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			-	-
TOTAL PASIVOS			12.302.218	3.323.737

Análisis Razonado
Estados Financieros– Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Al 31 de diciembre de 2011

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	33.095	33.196	(101)	0%
Activos No Corrientes	190.259	184.463	5.796	3%
Total Activos	223.354	217.659	5.695	3%
Pasivos Corrientes	44.263	26.857	17.406	65%
Pasivos No Corrientes	20.490	39.004	(18.514)	-47%
Patrimonio	158.601	151.798	6.803	4%
Total Pasivos y Patrimonio	223.354	217.659	5.695	3%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 5.695 respecto de diciembre de 2010, explicado por una disminución en los Activos Corrientes de MM\$ 101 y un mayor saldo en los Activos No Corrientes por MM\$ 5.796.

La variación negativa de los Activos Corrientes, se explica, por:

- a) Menor saldo de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas (MM\$1.369).
- b) Menor Efectivo y Equivalente al Efectivo por MM\$ 1.943, originados principalmente pago de cuotas de amortización de capital mayores al 2010 y mayor inversión en activo fijo.
- c) Mayor Saldo en Otros Activos Financieros de MM\$ 1.132., relacionado con resultado de valorización de derivado tomado por la Sociedad para proteger la exposición de moneda y tasa de interés de deuda en dólares y tasa variable de MUSD 23.614.

d) Mayor Inventario por MM\$ 1.098, asociado a adquisición de materiales para obras propias y financiadas por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR).

e) Mayor Activo por Impuestos Corrientes por MM\$ 948.

Por otro lado, la variación positiva de los Activos No Corrientes es originado principalmente, por el incremento del ítem Propiedades, Planta y Equipo (MM\$ 4.868), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, producto del crecimiento del número de clientes.

2) Pasivos

Los pasivos presentan una disminución de MM\$1.108 respecto de diciembre de 2010, explicado por el incremento de los Pasivos Corrientes (MM\$17.406), y la disminución de los Pasivos No Corrientes (MM\$18.514).

La variación positiva de los Pasivos Corrientes se explica por mayores saldos en los rubros:

a) Otros Pasivos Financieros de MM\$8.842 producto de la redenominación de un crédito en UF de largo plazo por un crédito en USD (con cobertura Cross Currency Swap realizado en abril de 2011, equivalente a MUSD 23.614) de corto plazo.

b) Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$ 2.151 relacionadas principalmente con cambios en la administración del capital de trabajo.

c) Cuentas por Pagar a entidades relacionadas de MM\$ 4.175 producto de préstamos entre compañías.

d) Otros Pasivos No Financieros de MM\$ 2.387 en el ítem construcción de obras, producto de mayores aportes de subsidios FNDR por MM\$ 1.953 y aportes de clientes por MM\$ 434.

La disminución de los Pasivos No Corrientes, se explica por:

- a) Menores saldos de Otros Pasivos Financieros (MM\$ 11.298) por traspaso de deuda al corto plazo.
- b) Disminución de Impuestos Diferidos (MM\$7.205), producto de lo efectos tributarios del proceso de fusión de mayo de 2011.
- 3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$6.803, respecto de diciembre de 2010, explicado por un mayor saldo en Otras Reservas (MM\$ 8.031), debido a efecto por fusión originado por la absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Frontel), compensado con menores Ganancias acumuladas, por pago de dividendo y provisión de dividendo del período

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-11	Dic-10 (*)	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,7	1,2	(39,5%)
	Razón Ácida	Veces	0,7	1,1	(41,7%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,4	0,4	-5,9%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	10,4	14,3	-27,5%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	68,4%	40,8%	67,6%
	Deuda LP / Deuda Total	%	31,6%	59,2%	(46,6%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	9.757	8.735	11,7%
	Rotación de inventarios	Veces	2,7	3,5	(24,7%)
	Permanencia de inventarios	Días	137	103	32,8%
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	33,7	32,9	2,4%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	1,70%	2,02%	(15,8%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	1,20%	1,43%	(16,2%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	3,46%	3,92%	(12,0%)
	Utilidad por acción (*)	\$	0,0004	0,01711	(97,9%)

(1) Se utilizó Resultado bruto de explotación dividido por Costos Financieros.

(*) Debido a fusión materializada con fecha 31 de mayo de 2011, la Sociedad realizó una redenominación de sus acciones, por lo que cada accionista recibió 41 acciones nuevas por cada una de las que eran propietarios.

II. Análisis del Estado de Resultados

	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	94.284	88.300	5.984	7%
Materias primas y consumibles utilizados	(66.403)	(58.683)	(7.720)	13%
Margen de contribución	27.881	29.617	(1.736)	-6%
Gastos de personal	(7.349)	(7.283)	(66)	1%
Otros gastos por naturaleza	(11.997)	(12.798)	801	-6%
Resultado bruto de explotación	8.535	9.536	(1.001)	-10%
Depreciaciones y amortizaciones	(4.316)	(4.906)	590	-12%
Resultado de explotación	4.219	4.630	(411)	-9%
Resultado Financiero	(1.661)	(1.196)	(465)	39%
Resultado en soc. por método participación	10	16	-	0%
Otras Ganancias (Pérdidas)	42	73	(31)	-42%
Resultado antes de impuestos	2.610	3.523	(913)	-26%
Impuesto sobre sociedades	31	(408)	439	-108%
Resultado del periodo	2.641	3.115	(474)	-15%
Sociedad Dominante	2.641	3.081	(440)	-14%
Accionistas Minoritarios	0	34	(34)	-100%

1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto de igual periodo del año anterior, en MM\$ 411, lo que se explica por:

- a) Menor Margen de Contribución por MM\$ 1.736, principalmente a la disminución del margen de distribución en MM\$ 1.712 debido a que el mayor crecimiento de energía (6,9%) no compensó los menores ingresos por factores de economía de escala que se aplican año a año en la tarifa, las menores ventas de potencia en horario de punta y el efecto negativo del aumento de los precios de compra promedio.

b) Menores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM\$ 801), por menores costos en provisiones, reparación de activos y normalización del servicio asociados al terremoto del 27 de febrero de 2010; compensado parcialmente con costos adicionales por fallas al sistema eléctrico producto del temporal de abril de 2011.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero disminuyó en MM\$ 465 comparado con igual periodo del año anterior, principalmente por unidades de reajuste (MM\$ 406), debido al impacto en el saldo de deuda denominada en UF ajustada por la inflación.

3) Resultado del Período

Al 31 de diciembre de 2011, Frontel generó MM\$ 2.641, lo que implica una disminución de MM\$ 474 respecto de diciembre de 2010.

III. Análisis del Flujo de Efectivo

Flujo de Efectivo	Dic-11 MM\$	Dic-10 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	12.820	8.380	4.440	53,0%
de la Inversión	(10.041)	(9.824)	(217)	2,2%
de Financiación	(4.739)	(5.832)	1.093	(18,7%)
Flujo neto del período	(1.960)	(7.276)	5.316	(73,1%)
Variación en la tasa de cambio	17	16	1	6,3%
Incremento (disminución)	(1.943)	(7.260)	5.317	(73,2%)
Saldo Inicial	6.113	13.373	(7.260)	(54,3%)
Saldo Final	4.170	6.113	(1.943)	(31,8%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 4.170.

La variación positiva del flujo neto del período respecto de igual periodo del año anterior, se explica por:

- 1) Mayor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado principalmente por cambios en la administración de capital de trabajo de la Sociedad.
- 2) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión originado, principalmente por el aumento de los préstamos a entidades relacionadas y aumento de las compra de propiedades, platas y equipos.
- 3) Menor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, originado por el aumento de préstamos de entidades relacionadas, compensado en parte el pago de estos.

IV. Mercados en que Participa

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía, abasteciendo cerca del 20% de la demanda.

V. Principales Riesgos

1) Riesgos de Mercado

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente.

La Empresa vende a tarifa regulada, la que incorpora dos componentes: uno que refleja el precio promedio al que la distribuidora compra energía (componente de Precio de Nudo), y otro de Valor Agregado de Distribución (VAD). El componente de precio de nudo es fijado por la autoridad cada seis meses y el VAD, cada cuatro años. Este último, se obtiene con la determinación de costos e inversiones de una empresa de distribución eléctrica modelada con criterios de eficiencia.

Las empresas distribuidoras sometidas a regulación de precios operan en territorios que les han sido otorgados en concesión, lo que les confiere características de monopolio natural. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no es factible que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras. Más aún, las señales tarifarias impuestas por la autoridad apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución redundantes o innecesarias, para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

Tanto los precios de compra como los de venta de energía están indexados a variables macroeconómicas que influyen en los flujos de la Sociedad (IPC, índice de remuneraciones, precio del cobre y tipo de cambio). De este modo, se estima innecesaria una política de cobertura para calzar pasivos y activos generados por actividades de la operación.

2) Riesgos Financieros

La exposición a variaciones de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 62% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

Por otro lado, cerca del 62% de la deuda financiera está a tasa fija y un 38% a tasa variable protegida por Cross Currency Swap, de acuerdo con lo que se indica en los párrafos siguientes.

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa variable Libo:

<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
29-04-2011	23.614	12.260.277

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a UF) y tasa de interés (tasa final fija + UF).

Respecto de los flujos de la Sociedad, si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles como el gas natural, el petróleo y el carbón, éste es traspasado a sus clientes y el impacto en los resultados de la Sociedad es menor.

a) Riesgos Tipo de Cambio

La Sociedad que opera en moneda funcional peso realiza limitadas operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares. Estas transacciones son específicas y por montos y períodos que no generan impactos relevantes a la Sociedad.

Como se menciona en el numeral anterior al 31 de diciembre de 2011 la Sociedad tiene un crédito en USD, la exposición de moneda se encuentra acotada a través de un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7).

b) Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida, es decir, una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable, ya que se encuentran protegida con el derivado financiero antes mencionado.

La composición de las tasas de la deuda financiera según tasa de interés fija, protegida y variable, después de derivados contratados, es la siguiente:

	31/12/2011	31/12/2010
Tasa Interés Variable	0%	32%
Tasa Interés Protegida	38%	11%
Tasa Interés Fija	62%	57%

c) Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante créditos bancarios y bonos.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de una correcta administración de los recursos de la Sociedad. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Sociedad.

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta Diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de esta Sociedad, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

d) Riesgo de Crédito

La Sociedad tiene como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

La Sociedad está expuesta al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante

que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 ó 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

El deterioro de las cuentas por cobrar se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Las provisiones de deuda de energía se realizan sobre deudores que se encuentran sin suministro.

En algunos casos especiales (clientes importante o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

Activos de carácter financiero:

De acuerdo con lo definido por la Sociedad, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (período en que se espera utilizar). Al inicio del proceso de adopción de IFRS, la Sociedad realizó una tasación con terceros independientes para sus propiedades, plantas y equipos, la que fue utilizada como costo adquirido.

En forma periódica se monitorea si existe algún indicio que alguno de los activos hubiera podido sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

Los activos en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento, tanto de corto como largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las existentes en el mercado.

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.