Reporte Anual 2011

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	3
Mantra	5
Visión	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Propiedad y Control	8
Directorio	9
Administración	10
Estructura Organizativa	11
Marcha de la Empresa	12
Línea de Tiempo	16
Actividades de la Sociedad	18
Factores de Riesgo	19
Gestión Financiera	23
Información Financiera	26
Hechos Relevantes	27
Declaración de Responsabilidad	29
Estados Resumidos	300

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	Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Nombre de Fantasía	Luz Osorno
Rol Único Tributario	96.531.500-4
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 Entidades Informantes	Nº 116
Fecha Inscripción Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vta N°35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

Antecedentes Relevantes

Cifras Operacionales

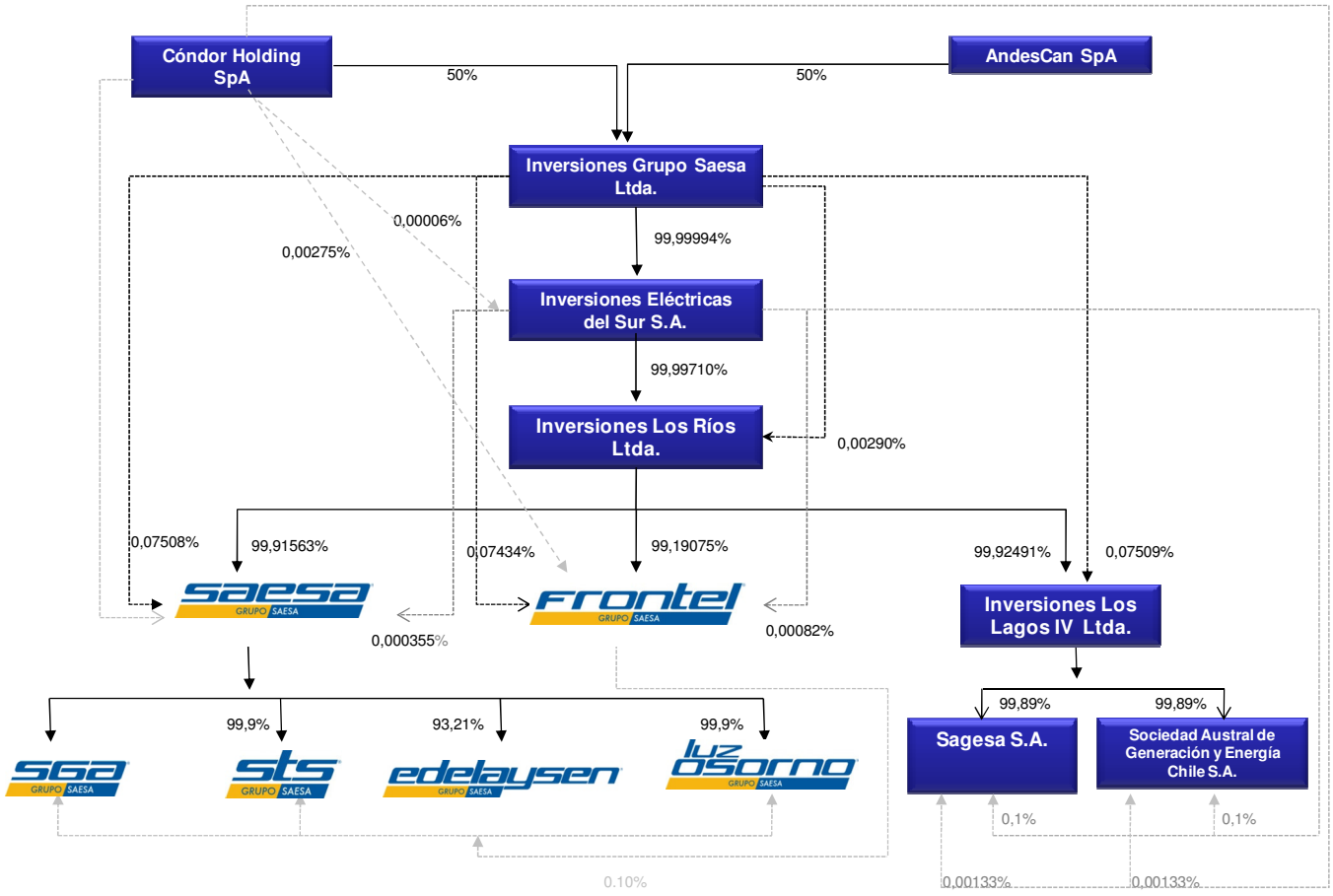
	2011	2010
Venta de Energía (GWh)	117	107
Clientes (Miles)	19	18
Trabajadores	22	21
Líneas MT (km)	3.605	3.598
Líneas BT (km)	625	602
MVA Instalados (MT/BT)	66	67

Antecedentes Financieros

	MM$ 2011	MM$ 2010
Ingresos	12.124	11.277
Margen Bruto	2.753	2.762
Ganancia	689	984
Activos	17.805	17.890
Pasivos	4.054	4.336
Patrimonio	13.751	13.554
Inversiones	815	623
EBITDA	1.328	1.657

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, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 99,9% de Luz Osorno, en forma directa.

Propiedad y Control

Los accionistas de Luz Osorno son Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., con participaciones de 99,9% y 0,1%, respectivamente.

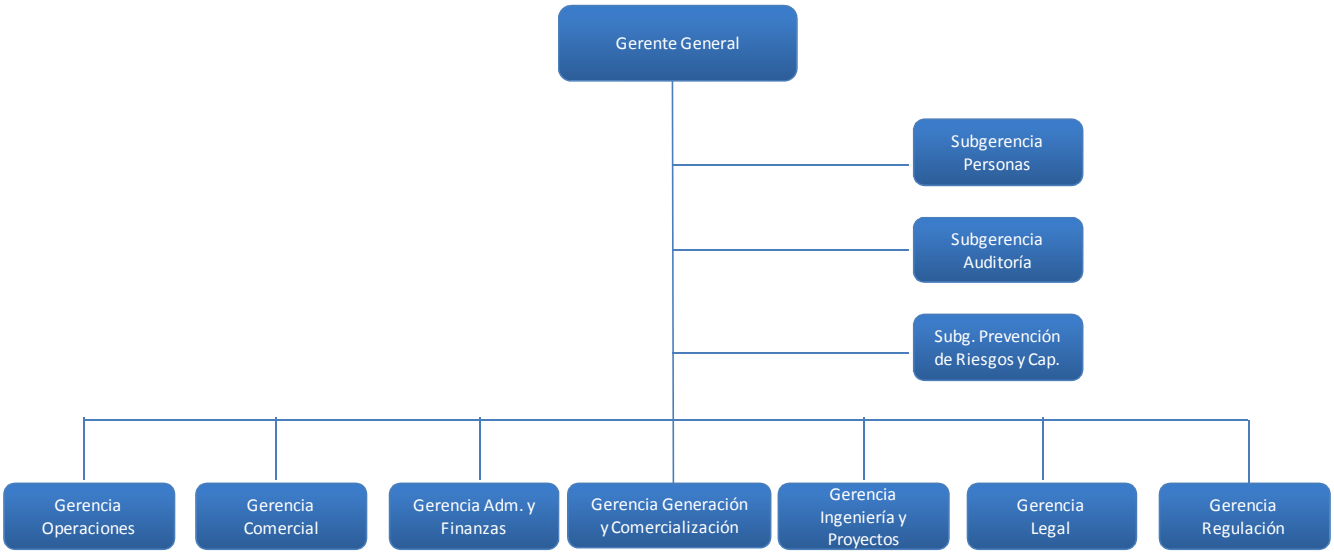
Directorio

Presidente	Iván Diaz - 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
Auditores 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, entretención 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
Profesionales y técnicos	15
Administrativos y electricistas	7
	22

- **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 Chinquihue: 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 normative; 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 Pisicultura 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.

- **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

1988: El 11 de enero, la Sociedad fue constituida como sociedad anónima cerrada, con el nombre de "Sociedad de Generación y Distribución Eléctrica S.A.".

1991: El 11 de abril, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $246.780.000 millones de pesos, dividido en 12.339 acciones nominativas sin valor nominal.

1994: La segunda Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 21 de julio, aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $554.052.283 millones de pesos, dividido en 20.000 acciones nominativas sin valor nominal.

1995: En la Tercera Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 21 de agosto, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $734.654.284 millones de pesos, dividido en 500 acciones nominativas sin valor nominal. Asimismo, se modificó el artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose el Directorio de 3 a 5 miembros.

1996: La sexta Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 15 de abril, aprobó la modificación del artículo primero de la sociedad, en lo que dice relación a la razón social de la sociedad, pasando a denominarse "Compañía Eléctrica Osorno S.A.", pudiendo usar conjunta o alternativamente los nombres de fantasía "CREO S.A." y/o "Gedelsa".

1998: En Séptima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 8 de julio, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de $6.930.875.844 millones de pesos, dividido en 7.645 acciones nominativas sin valor nominal.

1999: La Décima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 6 de agosto, aprobó la modificación del artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose la composición del Directorio de 5 a 7 miembros.

Con fecha 11 de noviembre, Saesa y Frontel compraron a CREO Ltda. y Pulelfu S.A., las acciones que dichas sociedades poseían en Compañía Eléctrica Osorno S.A., adquiriendo Saesa el 99,9% de las acciones y Frontel el 0,1% de la Sociedad.

2002 En Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 19 de agosto, se aprobó la modificación del artículo quinto de la Sociedad, disminuyéndose de 7 a 5 el número de Directores.

2003: Para dar cumplimiento a lo establecido en el contrato de compra, fue modificado el nombre de fantasía de CREO S.A. a Luz Osorno.

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.

Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes. Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.

2005: Se reestructuró el organigrama de la Empresa, buscando abordar con éxito los desafíos del año 2005. En octubre, el Grupo Saesa anunció la inversión de US$MM 24 para el año 2005 y el año 2006, destinados a ampliar las redes de abastecimiento y mejorar la infraestructura y tecnología en pos de la calidad del servicio.

2006: La empresa cumple con su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio alcanzando los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.

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, adquirieren 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 $830 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.

Luz Osorno en conjunto con su Matriz Saesa y su relacionada Edelaysen superan los 400 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).

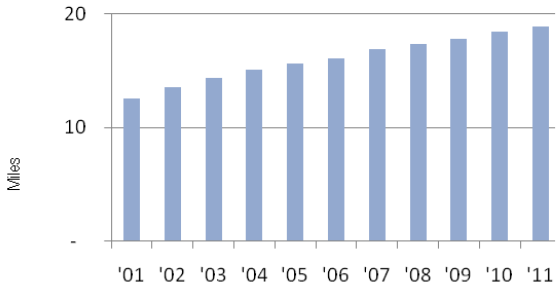
Actividades de la Sociedad

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

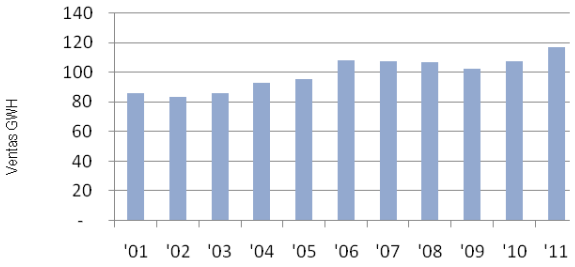
A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración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

En el ejercicio 2011 se efectuaron inversiones por $815 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 19 mil clientes



Las ventas de energía durante el 2011 alcanzaron a 117 GWh.

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 financieros, 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 ("SEC"), 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 tarificados 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 consideran 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 las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, SEC, 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.

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 a fines 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).

Gestión Financiera

Utilidad Liquida 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$ 689.282.

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 Nº5	29/05/04	87.743	2003
Final Nº 6	27/05/05	57.541	2004
Final Nº 7	26/05/06	81.639	2005
Final Nº 8	26/05/07	98.843	2006
Final Nº 9	23/05/08	30.143	2007
Final N° 10	25/05/09	68.519	2008
Final N° 11	31/05/10	114.192	2009
Final N° 12	30/05/11	75.997	2010

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 13 de $ 39.241,33420536 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.11. Este dividendo representa alrededor de un 44% de la utilidad y significa un pago total de M$ 300.000.

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$ 10.557.505, distribuido en 7.645 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	10.557.505
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.851.463
Otras reservas	248.539
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**13.657.507**

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 Nº 18.046, durante el ejercicio los Directores recibieron las siguientes remuneraciones por el ejercicio de sus funciones:

	2011	2010
Jorge Lesser G.	1.310	1.524
Iván Díaz M.	1.199	384
Pedro Pablo Errázuriz D.	53	1.525
Lawrence Coben	-	1.280
Total	**2.562**	**4.713**

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.

No existen remuneraciones percibidas por Gerentes y principales ejecutivos de la sociedad durante el ejercicio 2011.

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

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, Luz Osorno 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 29 de abril de 2011, en la cual:

a. Se acordó el pago de un dividendo de $75.997 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2010, lo que significa un pago total de M$581.000 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

Compañía Eléctrica Osorno S.A. – Luz Osorno

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	3,602,058	3,917,168
Activos No Corrientes	14,202,524	13,972,413
Total Activos	**17,804,582**	**17,889,581**

	31/Dic/2011	31/Dic/2010
M$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3,266,193	3,574,912
Pasivos No Corrientes	787,667	760,654
Total Pasivos	**4,053,860**	**4,335,566**
Total Patrimonio Neto	13,750,722	13,554,015
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**17,804,582**	**17,889,581**

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

	31/Dic/2011	31/Dic/2010
M$		
Margen Bruto	2,753,293	2,761,950
Ganancia Antes de Impuesto	**785,609**	**1,125,694**
Impuesto a las Ganancias	(96,327)	(141,661)
Ganancia	**689,282**	**984,033**

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	1,674,421	1,403,380
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(928,791)	(730,974)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1,038,908)	(496,442)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(42)	(43)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	**(293,320)**	**175,921**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	667,032	491,111
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	**373,712**	**667,032**

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	13,554,015	13,342,175
Cambios en Patrimonio	196,707	211,840
Saldo Final Periodo Actual	**13,750,722**	**13,554,015**

Estados Financieros Individuales

correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Miles de pesos

Deloitte.

O'Higgins 940
Piso 6
Concepción
Chile
Fono: (56-41) 291 4055
Fax: (56-41) 291 4066
e-mail: concepcionchile@deloitte.com

Av. Providencia 1760
Pisos 6, 7, 8, 9, 13 y 18
Providencia, Santiago
Chile
Fono: (56-2) 729 7000
Fax: (56-2) 374 9177
e-mail: deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A los señores Accionistas de
Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera de Compañía Eléctrica Osorno 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 Compañía Eléctrica Osorno 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 Compañía Eléctrica Osorno 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.

Deloitte
Marzo 13, 2012

Alberto Lemaitre
RUT: 6.303.649-8

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.cl/acercade la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A
Estados de Situación Financiera Individual
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	373.712	667.032
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	2.905.548	2.747.176
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	6	904	210.161
Inventarios	7	154.713	197.484
Activos por Impuestos Corrientes	8	161.540	89.485
Otros Activos no Financieros, Corrientes		5.641	5.830
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.		**3.602.058**	**3.917.168**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**3.602.058**	**3.917.168**
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Derechos por Cobrar No Corrientes	5	74.363	20.332
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	9	25.724	24.351
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	10	14.058.958	13.887.544
Activos por Impuestos Diferidos	11	43.479	40.186
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**14.202.524**	**13.972.413**
TOTAL ACTIVOS		**17.804.582**	**17.889.581**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A
Estados de Situación Financiera Individual
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			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	13	1.905.096	1.488.554
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	6	979.074	1.606.573
Otras Provisiones a Corto Plazo	14	49.379	40.421
Pasivos por Impuestos Corrientes	8	105.013	123.480
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	15	164.204	257.678
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	14	63.427	58.206
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluídos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**3.266.193**	**3.574.912**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**3.266.193**	**3.574.912**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	11	749.251	728.996
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes		233	233
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	14	38.183	31.425
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**787.667**	**760.654**
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	16	10.557.505	10.557.505
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	16	2.944.678	2.747.971
Otras Reservas	16	248.539	248.539
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		**13.750.722**	**13.554.015**
Participaciones No Controladoras		-	-
TOTAL PATRIMONIO		**13.750.722**	**13.554.015**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**17.804.582**	**17.889.581**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A
Estados de Resultados Integrales
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(En miles de pesos)

Estado 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	17	11.790.805	10.920.446
Otros ingresos, por Naturaleza	17	333.654	356.422
Materias Primas y Consumibles Utilizados	18	(9.371.166)	(8.514.918)
Gastos por Beneficios a los Empleados	19	(278.432)	(252.156)
Gasto por Depreciación y Amortización	20	(511.825)	(481.269)
Otros Gastos por Naturaleza	21	(1.147.352)	(852.697)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(6.641)	0
Ingresos Financieros	22	24.492	10.832
Costos Financieros	22	(55.015)	(44.824)
Diferencias de Cambio	22	(39)	(45)
Resultados por Unidades de Reajuste	22	7.128	(16.097)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		**785.609**	**1.125.694**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	11	(96.327)	(141.661)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuadas		**689.282**	**984.033**
Ganancia (pérdida Procedente de Operaciones Discontinuadas			
Ganancia (pérdida)		**689.282**	**984.033**
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	16	689.282	984.033
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras			
Ganancia (pérdida)		**689.282**	**984.033**
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuadas	$/acción	90,1612	128,7159
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuadas	$/acción		
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	$/acción	**90,1612**	**128,7159**

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A
Estado de cambios en el patrimonio neto
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M$	Primas de emisión M$	Otras participaciones en el patrimonio M$	Cambio en otras reservas: Superavit de Revaluación M$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta M$	Otras reservas varias M$	Otras reservas M$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M$	Participaciones no controladoras M$	Patrimonio total M$
Saldo Inicial al 01/01/2011	**10.557.505**							**248.539**	**248.539**	**2.747.971**	**13.554.015**		**13.554.015**
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en politicas contables	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	-	248.539	248.539	2.747.971	13.554.015	-	13.554.015
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										689.282	689.282		689.282
Otro resultado integral									-		-		-
Resultado integral											689.282		689.282
Dividendos										(492.575)	(492.575)		(492.575)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	196.707	196.707	-	196.707
Saldo Final al 31/12/2011	**10.557.505**	-	-	-	-	-	-	**248.539**	**248.539**	**2.944.678**	**13.750.722**	-	**13.750.722**

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M$	Primas de emisión M$	Otras participaciones en el patrimonio M$	Cambio en otras reservas: Superavit de Revaluación M$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta M$	Otras reservas varias M$	Otras reservas M$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M$	Participaciones no controladoras M$	Patrimonio total M$
Saldo Inicial al 01/01/2009	**10.557.505**							248.539,00	248.539,00	**2.536.131**	**13.342.175**		**13.342.175**
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en politicas contables	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	10.557.505	-	-	-	-	-	-	248.539,00	248.539,00	2.536.131	13.342.175	-	13.342.175
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										984.033	984.033		984.033
Otro resultado integral									-		-		-
Resultado integral											984.033		984.033
Dividendos										(772.193)	(772.193)		(772.193)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											-		-
Total de cambios en patrimonio	0	-	-	-	-	-	-	0	0	211.840	211.840	-	211.840
Saldo Final al 31/12/2009	**10.557.505**	-	-	-	-	-	-	**248.539**	**248.539**	**2.747.971**	**13.554.015**	-	**13.554.015**

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A
Estados de Flujos de Efectivos Directos Individual
Por los años terminados al 31 de diciembre de 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		**15.769.709**	**13.919.654**
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		15.769.707	13.919.654
Otros cobros por actividades de operación		2	-
Clases de pagos		**(13.970.474)**	**(12.344.925)**
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(13.285.694)	(11.776.359)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(337.854)	(256.813)
Otros pagos por actividades de operación		(346.926)	(311.753)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(124.814)	(171.349)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**1.674.421**	**1.403.380**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo		(953.283)	(741.806)
Intereses recibidos		24.492	10.832
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(928.791)**	**(730.974)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		1.189.000	1.720.000
Pagos de préstamos		-	(885.395)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(1.583.000)	(413.000)
Dividendos pagados		(581.000)	(873.000)
Intereses pagados		(63.908)	(45.047)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(1.038.908)**	**(496.442)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(293.278)	175.964
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		**(42)**	**(43)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(42)	(43)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(293.320)**	**175.921**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		667.032	491.111
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	4	**373.712**	**667.032**

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio....9
2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas....10
2.1. Principios contables....10
2.2 Nuevos pronunciamientos contables....10
2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas....11
2.4 Período cubierto....12
2.5 Bases de preparación....12
2.6 Moneda funcional....12
2.7 Bases de conversión....12
2.8 Compensación de saldos y transacciones....13
2.9 Propiedades, planta y equipo....13
2.10 Activos intangibles....14
2.10.1 Servidumbres....14
2.10.2 Gastos de investigación y desarrollo....14
2.11 Deterioro de los activos....14
2.12 Arrendamientos....15
2.13 Instrumentos financieros....16
2.13.1 Activos Financieros no derivados....16
2.13.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes....16
2.13.3 Pasivos financieros no derivados....16
2.13.4 Derivados y operaciones de cobertura....17
2.13.5 Instrumentos de patrimonio....17
2.14 Inventarios....18
2.15 Otros pasivos no financieros....18
2.15.1 Ingresos diferidos....18
2.15.2 Subvenciones estatales....18
2.15.3 Obras en construcción para terceros....18
2.16 Provisiones....18
2.17 Beneficios a los empleados....18
2.18 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes....19
2.19 Impuesto a las ganancias....19
2.20 Reconocimiento de ingresos y gastos....19
2.21 Ganancias por acción....20
2.22 Dividendos....20
2.23 Estado de flujos de efectivo....20
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico....21
3.1. Generación eléctrica....21
3.2. Transmisión y subtransmisión....22
3.3. Distribución....22
3.4. Marco regulatorio....24
3.4.1. Aspectos generales....24
3.4.2. Ley Corta I....24
3.4.3. Ley Corta II....25
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores....26
4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo....27
5 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar....27
6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas....29
7 Inventarios....32
8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes....32
9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía....33
10 Propiedades, planta y equipos....34
11 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos....36
11.1 Impuesto a la renta....36
11.2 Impuestos diferidos....37
12 Política de Gestión de Riesgos....37
12.1. Riesgo de negocio....37

12.1.1. Riesgo Regulatorio 38
12.2 Riesgo financiero 40
12.2.1 Tipo de cambio 40
12.2.2 Variación UF 40
12.2.3 Tasa de interés 40
12.2.4 Riesgo de liquidez 40
12.2.5 Riesgo de crédito 41
12.2.6 Instrumentos financieros por categoría 42
12.2.7 Valor Justo de instrumentos financieros 43
13 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar 44
14 Provisiones 44
14.1 Provisiones corrientes 44
14.1.1 Otras Provisiones a Corto Plazo 44
14.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados 45
14.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados 45
14.3 Juicios y multas 46
14.3.1 Juicios 46
14.3.2 Multas 46
15 Otros Pasivos no Financieros 47
16 Patrimonio 47
16.1 Patrimonio neto de la Sociedad 47
16.1.1 Capital suscrito y pagado 47
16.1.2 Dividendos 47
16.1.3 Otras Reservas 47
16.1.4 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas 48
16.2 Gestión de capital 48
16.3 Restricciones a la disposición de fondos 48
17 Ingresos 49
18 Materias Primas y Consumibles Utilizados 49
19 Gastos por Beneficios a los Empleados 50
20 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro 50
21 Otros Gastos por Naturaleza 50
22 Resultado Financiero 51
23 Hechos Posteriores 51
24 Medio Ambiente 51
25 Garantías Comprometidas con Terceros 52
26 Cauciones Obtenidas de Terceros 52

1. Información General y Descripción del Negocio

Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante la "Sociedad" o "Luz Osorno" fue constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988 con el nombre de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

Luz Osorno distribuye energía eléctrica en el área rural de la provincia de Osorno.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Entidades Informante con el número 116 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 el vehículo de inversión a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados financieros 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	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación - Clasificación de Derechos de Emisión	Períodos 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	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2011

Nuevas Interpretaciones	**Fecha de aplicación obligatoria**
CINIIF 19, Extinción de pasivos financieros con instrumentos de patrimonio	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2010

Enmiendas a Interpretaciones	**Fecha de aplicación obligatoria**
CINIIF 14, El límite sobre un activo por beneficios definidos, requerimientos mínimos de fondeo y su interacción	Períodos 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 individuales 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	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2015
NIIF 10, Estados Financieros Consolidado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 11, Acuerdos Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 12, Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 28 (2011), Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 13, Mediciones de Valor Razonable	Períodos 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	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos 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.	Períodos 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	Períodos 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.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011 (para transferir activos financieros). Períodos 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.	Períodos 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 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 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 en base a 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. 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 año.

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. También se consideran 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 comprenden los estados de situación financiera de Luz Osorno 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 la Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standars Board (IASB).

2.6 Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones 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 funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno

2.7 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 período, 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

2.8 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.

2.9 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, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la Matriz del Grupo. El monto activado por este concepto ascendió a M$11.699, por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y a M$6.552 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$37.202 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y a M$32.064 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 efectúo 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
Sistema de Generación	20-80
Equipo de tecnologia de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	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.

2.10 Activos intangibles

2.10.1 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.

2.10.2 Gastos de investigación y desarrollo

Durante el período presentado la Sociedad no han registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el ejercicio en que ocurren.

2.11 Deterioro de los activos

La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede 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.
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 el valor libro 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 hubiese determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato.

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos 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 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.

2.12 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.

2.13 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.

2.13.1 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. Estos activos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses, desde la fecha del balance en 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.

2.13.2 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.

2.13.3 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.

2.13.4 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.

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 realizan 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 valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.13.5 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 únicas.

2.14 Inventarios

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

2.15 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1 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.

2.15.2 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 libro 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.

2.15.3 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.

2.16 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.

2.17 Beneficios a los empleados

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 operación.

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

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.18 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera adjunto, 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.

2.19 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, 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 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.

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 intangibles de carácter perpetuo y 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.

2.20 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.

2.21 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.

2.22 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como una 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 formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.23 Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de efectivo y efectivo equivalente realizados durante el ejercicio, 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 éstos 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 200 MW, 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, cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de la 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.

a) ***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.

b) ***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.

c) ***Mercado de las empresas distribuidoras:*** Pertenecen a este segmento todas las trasferencias 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 por el uso de los sistemas 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.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelaysen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como

por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

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 propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

Sistema	**Cobro de Peaje**
Transmisión Troncal	Área de Influencia Común (desde Quillota a Charrúa) ▪ 80% pagado por generadoras en base a inyección esperada. ▪ 20% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Área No Común ▪ 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 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*

Pertenecen 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 de 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 se calcula 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 emite 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 tarifica 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 tarificación 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 a 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 M$	31/12/2010 M$
Efectivo en Caja	90.945	103.825
Saldo en Bancos	106.171	80.775
Otros instrumentos de renta fija	176.596	482.432
Totales	**373.712**	**667.032**

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a fondos mutuos 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 efectivo y equivalentes al efectivo, es el siguiente

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	$ Chilenos	373.712	667.032
Totales		**373.712**	**667.032**

5 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2011		31/12/2010	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, bruto	2.270.414	0	2.357.303	0
Otras cuentas por cobrar, bruto	769.127	74.363	524.859	20.332
Totales	**3.039.541**	**74.363**	**2.882.162**	**20.332**

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2011		31/12/2010	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, neto	2.171.260	0	2.249.342	0
Otras cuentas por cobrar, neto	734.288	74.363	497.834	20.332
Totales	**2.905.548**	**74.363**	**2.747.176**	**20.332**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2011 es de M$ 2.979.911 y al 31 de diciembre de 2010 es de M$ 2.767.508.

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. 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 18.879 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	13.601	14%
Comercial	676	18%
Industrial	198	18%
Otros	4.404	50%
Total	**18.879**	**100%**

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen 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).

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	740.595	786.359
Con vencimiento entre tres y seis meses	25.693	28.647
Con vencimiento entre seis y doce meses	13.979	19.036
Con vencimiento mayor a doce meses	295	2.149
Total	**780.562**	**836.191**

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	66%	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 2010	**119.687**
Aumentos (disminuciones) del período	15.414
Montos castigados	(115)
Saldo al 31 de diciembre 2010	**134.986**
Aumentos (disminuciones) del período	1.906
Montos castigados	(2.899)
Saldo al 31 diciembre de 2011	**133.993**

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

6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

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

Accionistas	Serie Unica	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	7.637	7.637	99,90%
Empresa Eéctrica de la Frontera S.A.	8	8	0,10%
Totales	**7.645**	**7.645**	**100,00%**

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones de la Sociedad, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones.

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 de la Sociedad son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

							31/12/2011		31/12/2010	
RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
88272600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AYSEN S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	219			
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Menos de 90 días	Matriz	CH$			198.952	
77683400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$			109	
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Compra materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH$			10.359	
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$			741	
96701470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	685			
						Totales	**904**	**-**	**210.161**	**-**

b) *Cuentas por pagar a entidades relacionadas*

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2011 Corriente M$	31/12/2011 No Corriente M$	31/12/2010 Corriente M$	31/12/2010 No Corriente M$
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz	CH$	192.000			
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Cobros al personal	Menos de 90 días	Matriz	CH$	8.845			
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Menos de 90 días	Matriz	CH$	13.679			
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Compra materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH$	30.390			
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Prestamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH$	510.736		1.307.000	
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	206.569		294.901	
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	216		309	
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Cobros al personal	Menos de 90 días	Matriz	CH$	2.498			
14.655.033-9	IVAN DIAZ MOLINA	Chile	Remuneración directores	Menos de 90 días	Director	CH$	100			
88272600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AYSEN S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$			1.335	
77683400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	277			
99528750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	13.764		1.007	
96701470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$			2.021	
						Totales	**979.074**	**-**	**1.606.573**	**-**

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la Relación	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Compra-venta de energía	9.312	1.483
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Intereses Préstamo en cuenta corriente	(63.450)	(27.969)
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Peajes (Recargos)	-	20.818
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	-	(132)
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Peajes (Recargos)	(28.900)	(12.590)
99.528.750-1	SOCIDEDA GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	-	728
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	(3.581)	107

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período 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 con el Directorio*

No existen saldos por cobrar a los Directores.

Los Saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, por concepto de remuneraciones, para el período 2011 y 2010 son los siguientes:

Director	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Iván Díaz-Molina	100	-
Total	**100**	**-**

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 5 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, el Directorio de la Sociedad 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.

En sesión de Directorio de fecha 8 de noviembre 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 M$	31/12/2010 M$
Pedro Pablo Errázuriz	53	1.525
Iván Díaz-Molina	1.199	384
Lawrence S. Coben	-	1.280
Jorge Lesser García-Huidobro	1.310	1.524
Totales	**2.562**	**4.713**

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

7 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	154.362	198.245
Existencias retail	1.025	-
Provisión por obsolescencia	(674)	(761)
Totales	**154.713**	**197.484**

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

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Materias primas y consumibles utilizados	74.630	97.102
Otros gastos por naturaleza (*)	158.204	94.811
Total	**232.834**	**191.913**

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2011 ascienden a M$146.339 (M$319.494 en 2010) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2011 ascienden a M$4.711 (M$35.367 en 2010).

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia fue de un abono de M$87 para diciembre 2011 y un cargo de M$3.547 para diciembre de 2010.

8 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	140.958	81.038
Crédito activo fijo	18.382	5.920
Crédito Sence	2.200	2.527
Totales	**161.540**	**89.485**

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$
Iva Débito fiscal	104.702	123.174
Otros	311	306
Totales	**105.013**	**123.480**

9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Activos intangibles identificables, neto	**25.724**	**24.351**
Servidumbres	24.351	24.351
Software	1.373	-

Activos intangibles bruto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Activos intangibles identificables, bruto	**26.085**	**24.351**
Servidumbres	24.351	24.351
Software	1.734	-

Amortización activos intangibles	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Activos intangibles identificables	**(361)**	**-**
Servidumbres	-	-
Software	(361)	-

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 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		-	24.351	24.351
Movimiento	Adiciones	1.734	-	1.734
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(361)	-	(361)
	Total movimientos	1.373	-	1.373
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		**1.373**	**24.351**	**25.724**

Movimiento año 2010		Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		-	24.351	24.351
Movimiento	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	-	-	-
	Total movimientos	-	-	-
Saldo final al 31 de diciembre de 2010		**-**	**24.351**	**24.351**

Los derechos de servidumbre se presentan al costo, y los adquiridos 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.

10 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	14.058.958	13.887.544
Construcción en Curso	494.322	1.009.945
Terrenos	-	-
Edificios	-	-
Planta y Equipo	13.533.655	12.839.727
Equipamiento de Tecnologías de la Información	14.831	17.965
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.573	1.997
Vehículos de Motor	-	-
Otras Propiedades, Planta y Equipo	14.577	17.910

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	17.806.743	17.125.978
Construcción en Curso	494.322	1.009.945
Terrenos	-	-
Edificios	-	-
Planta y Equipo	17.250.545	16.054.623
Equipamiento de Tecnologías de la Información	20.768	20.088
Instalaciones Fijas y Accesorios	4.485	4.698
Vehículos de Motor	-	-
Otras Propiedades, Planta y Equipo	36.623	36.624

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor,Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta yEquipo	(3.747.785)	(3.238.434)
Edificios		
Planta y Equipo	(3.716.890)	(3.214.896)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(5.937)	(2.123)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(2.912)	(2.701)
Vehículos de Motor	-	-
Otros	(22.046)	(18.714)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimiento año 2011		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor,Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo,	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		**1.009.945**	**-**	**-**	**17.965**	**1.997**	**-**	**17.910**	**12.839.727**
Movimientos	Adiciones	299.461			2.685				1.210.325
	Retiros	(815.084)			(1.610)	(2)			(12.897)
	Gastos por depreciación				(4.209)	(422)		(3.333)	(503.500)
	Total movimientos	(515.623)	-	-	(3.134)	(424)		(3.333)	693.928
Saldo final al 31 de Diciembre de 2011		**494.322**	**-**	**-**	**14.831**	**1.573**	**-**	**14.577**	**13.533.655**

Movimiento año 2010		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor,Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2010		**715.071**	**-**	**-**	**313**	**1.344**	**-**	**17.813**	**12.999.542**
Movimientos	Adiciones	477.331	-	-	19.774	1.014		3.300	334.474
	Retiros	(182.457)				-			(18.706)
	Gastos por depreciación			-	(2.122)	(361)		(3.203)	(475.583)
	Total movimientos	294.874	-	-	17.652	653		97	(159.815)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2010		**1.009.945**	**-**	**-**	**17.965**	**1.997**	**-**	**17.910**	**12.839.727**

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

a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".

b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, 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.

c) Los activos en construcción según se explica en Nota 2.9 incluyen activación de costos financieros por M$11.699 al 31 de diciembre 2011 y a M$6.552 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M$37.202 al 31 de diciembre 2011 y a M$32.064 por el año terminado al 31 de diciembre de 2010.

d) 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.

11 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

11.1 Impuesto a la renta

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

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Gasto por impuestos corrientes	79.250	59.986
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	-	(4.322)
Otro gasto por impuesto corriente	115	154
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	**79.365**	**55.818**
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	16.962	85.843
Otro gasto por impuesto diferido		
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	**16.962**	**85.843**
Gasto por impuesto a las ganancias	**96.327**	**141.661**

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

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31/12/2011	31/12/2010
Utilidad Antes de Impuestos	**785.609**	**1.125.694**
(Gasto) por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)	**(157.122)**	**(191.368)**
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	396	317
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(8.949)	(3.510)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(781)	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(5.914)	4.322
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	80.136	44.566
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(4.093)	4.012
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	**60.795**	**49.707**
(Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	**(96.327)**	**(141.661)**
Tasa Impositiva Efectiva	**12,26%**	**12,58%**

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó la ley N.20.455, "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", 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$3.977, respecto de haber mantenido la tasa del 17% que regirá a partir de 2013 en adelante.

11.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de 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 M$	31/12/2010 M$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	749.251	728.996
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	512	544	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	23.381	24.775	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	3.509	3.226	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	118	140	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	3.448	4.084	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	12.511	7.417	-	-
Total Impuestos Diferidos	**43.479**	**40.186**	**749.251**	**728.996**

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación individual en el período 2011 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M$	Pasivo M$
Saldo al 01 de enero de 2010	**52.703**	**655.670**
Incremento (decremento)	(12.517)	73.326
Saldo al 31 de diciembre de 2010	**40.186**	**728.996**
Incremento (decremento)	3.293	20.255
Saldo al 31 de diciembre de 2011	**43.479**	**749.251**

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 de las distintas sociedades cubren lo necesario para recuperar esos activos.

12 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 Compañía Eléctrica de Osorno S.A. son los siguientes:

12.1. 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, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la relacionada Edelaysen. 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.

12.1.1. 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 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 ("SEC"), 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 tarificados 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 consideran 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 las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, SEC, 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.

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 a fines 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).

12.2Riesgo financiero

El análisis de riesgos financieros para la Sociedad es el siguiente:

12.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, pero 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.

12.2.2 Variación UF

De los ingresos netos de la Sociedad, más de 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.

12.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

12.2.4 Riesgo de liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. 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 del Grupo.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada Frontel, 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 estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

12.2.5 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 estable 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 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	0%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	66%	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 realizaran 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.

12.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/11	Mantenidos hasta al vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Total M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar		2.979.911	2.979.911
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas		904	904
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	373.712		373.712
Total	**373.712**	**2.980.815**	**3.354.527**

Activos financieros al 31/12/10	Mantenidos hasta al vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Total M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar		2.767.508	2.767.508
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas		210.161	210.161
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	667.032		667.032
Total	**667.032**	**2.977.669**	**3.644.701**

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/11	Mantenidos al vencimiento M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Total M$
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar		1.905.096	1.905.096
Cuentas por pagar a empresas relacionadas		979.074	979.074
Total	**-**	**2.884.170**	**2.884.170**

Pasivos financieros al 31/12/10	Mantenidos al vencimiento M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Total M$
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar		1.488.554	1.488.554
Cuentas por pagar a empresas relacionadas		1.606.573	1.606.573
Total	**-**	**3.095.127**	**3.095.127**

12.2.7 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	90.945	90.945
Saldo en Bancos	106.171	106.171
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	2.905.548	2.905.548

Pasivos Financieros - al 31.12.2011	*Valor Libro M$*	*Valor Justo M$*
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.905.096	1.905.096

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.

a) 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).

b) 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.

13 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	1.580.429	1.048.521
Cuentas por pagar bienes y servicios	285.723	402.604
Cuentas por pagar instituciones fiscales	5.536	4.596
Otras cuentas por pagar	33.408	32.833
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.905.096**	**1.488.554**

14 Provisiones

14.1 Provisiones corrientes

14.1.1 Otras Provisiones a Corto Plazo

a) El desglose 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 y Juicios)	49.379	40.421
Totales	**49.379**	**40.421**

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	**40.421**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	16.651
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(2.135)
Provisión utilizada	(5.558)
Total movimientos en provisiones	**8.958**
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	**49.379**

14.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose 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	31/12/2010
	M$	M$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	18.969	16.637
Provisión por beneficios anuales	44.458	41.569
Totales	**63.427**	**58.206**

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2011 y 2010, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	**58.206**
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	54.705
Provisión utilizada	(49.484)
Total movimientos en provisiones	**5.221**
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	**63.427**

14.2 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:

	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Indemnizaciones por años de servicio	38.183	31.425
Totales	**38.183**	**31.425**

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

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2010	**33.174**
Provisión del período	(1.749)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	**31.425**
Provisión del período	6.758
Saldo al 31 de diciembre de 2011	**38.183**

c) Hipótesis actuariales utilizadas

Tasa de descuento (real)	4,05%
Tasa esperada de incrementos salariales (real)	1,5%
Tablas de mortalidad	RV2009H/RV2009M

14.3 Juicios y multas

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

14.3.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M$
LUZ OSORNO	18 Juzgado Civil de Santiago	35.017-2009	Reclamo de ilegalidad por multa	En Trámite.	1.951

Al 31 de diciembre de 2011, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza 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. 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.

En los casos que la administración y los abogados de la Sociedad han opinado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

14.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M$
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	7.804

Multas pendientes de resolución de años anteriores

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M$
LUZ OSORNO	Res Ex. 2262 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.810
LUZ OSORNO	Res. Ex. 152 DRX de fecha 26.07.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Judicializada	25.364

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 obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

15 Otros Pasivos no Financieros

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

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	125.626	203.709
Otras obras de terceros	38.578	53.969
Total otros pasivos no financieros corrientes	**164.204**	**257.678**

Las subvenciones 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 2.15.2

16 Patrimonio

16.1 Patrimonio neto de la Sociedad

16.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 el capital social de Luz Osorno ascendía a M$10.557.505 y está representado por 7.645 acciones únicas totalmente suscritas y pagadas.

16.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 29 de abril de 2011 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010, lo que significó la distribución de M$581.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 30 de abril de 2010 se ratificó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2009, lo que significó la distribución de M$873.000.

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.

16.1.3 Otras Reservas

Otras reservas	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2010 M$
Otras reservas varias	**248.539**	**248.539**

Otras reservas varias por M$ 248.539, corresponde a la revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 20 de junio de 2008.

16.1.4 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2011 y 2010, son los siguientes:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M$	Ajustes de primera Adopción no realizados M$	Ganancia (pérdida acumulada) M$
Saldo Inicial al 1/01/11	**2.296.963**	**451.008**	**2.747.971**
Realización revaluación	23.245	(23.245)	-
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	689.282	-	689.282
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(285.790)	-	(285.790)
Provisión dividendo mínimo del año	(206.785)	-	(206.785)
Saldo final al 31/12/11	**2.516.915**	**427.763**	**2.944.678**

La utilidad distribuible 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$ 689.282.

	Utilidad líquida distribuible acumulada M$	Ajustes de primera Adopción no realizados M$	Ganancia (pérdida acumulada) M$
Saldo Inicial al 1/01/10	**2.061.129**	**475.002**	**2.536.131**
Realización revaluación	23.994	(23.994)	-
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	984.033	-	984.033
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(476.983)	-	(476.983)
Provisión dividendo mínimo del año	(295.210)	-	(295.210)
Saldo final al 31/12/10	**2.296.963**	**451.008**	**2.747.971**

La utilidad distribuible 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$ 984.033.

16.2 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.

16.3 Restricciones a la disposición de fondos

La Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus accionistas.

17 Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Venta de Energía	**11.571.429**	**10.737.882**
Ventas de energía	11.571.429	10.737.882
Otras Prestaciones y Servicios	**219.376**	**182.564**
Apoyos	11.741	9.783
Arriendo de medidores	26.964	27.654
Cortes y reposición	48.992	48.863
Pagos fuera de plazo	98.212	74.303
Otros	33.467	21.961
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	**11.790.805**	**10.920.446**

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	177.809	215.549
Venta de materiales y equipos	21.132	58.878
Arrendamientos	22.811	19.519
Intereses Créditos y Préstamos	6.271	6.699
Ingresos Retail	60.833	42.856
Otros Ingresos	44.798	12.921
Total Otros ingresos, por naturaleza	**333.654**	**356.422**

18 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Compras de energía y peajes	9.294.872	8.420.284
Compra de materiales	76.294	94.634
Totales	**9.371.166**	**8.514.918**

19 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Remuneraciones y bonos	267.050	254.052
Provisión costo de vacaciones	4.090	1.124
Otros costos de personal	29.659	30.793
Indemnización por años de servicios	14.835	(1.749)
Activación costo de personal	(37.202)	(32.064)
Totales	**278.432**	**252.156**

20 Gasto por 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	511.464	481.269
Amortizaciones de Intangibles	361	-
Totales	**511.825**	**481.269**

21 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Operación y Mantención Sistema Eléctrico	741.953	450.338
Mantención Medidores, Ciclo Comercial	142.891	113.257
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	1.046	290
Provisiones y Castigos	30.353	(6.089)
Gastos de Administración	78.357	109.957
Otros Gastos por Naturaleza	152.752	184.944
Total Otros Gastos por Naturaleza	**1.147.352**	**852.697**

22 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	24.492	10.832
Total Ingresos Financieros	**24.492**	**10.832**

Costos Financieros	31/12/2011 M$	31/12/2010 M$
Gastos por préstamos bancarios	-	(18.471)
Otros Gastos Financieros	(66.714)	(32.905)
Activación Gastos financieros	11.699	6.552
Total Costos Financieros	**(55.015)**	**(44.824)**
Resultado por unidades de reajuste	**7.128**	**(16.097)**
Diferencias de cambio	**(39)**	**(45)**
Positivas		
Negativas	(39)	(45)
Total Costos Financieros	**(47.926)**	**(60.966)**
Total Resultado Financiero	**(23.434)**	**(50.134)**

23 Hechos Posteriores

En sesión de Directorio de fecha 4 de enero de 2012 se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Gerente General de la sociedad del señor Francisco Mualim Tietz, en su reemplazo se designó a Don Francisco Alliende Arriagada a contar del 1 de febrero de 2012. En la misma sesión se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la señora Stacey Purcell, en su reemplazo se designo al señor Juzar Pirbhai, quién ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

En el periodo 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.

24 Medio Ambiente

Durante los años 2011 y 2010, la Sociedad no ha efectuado desembolsos significativos relacionados con temas medioambientales. No existen montos comprometidos relevantes.

25 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		Activos comprometidos			Fecha liberación	
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total M$	Primer Semestre 2012	Segundo Semestre 2012
Director Regional de Vialidad Región de los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	758	-	758

26 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2011 la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M$4.438.

Análisis Razonado
Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno 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	3.602	3.917	(315)	(8,0%)
Activos No Corrientes	14.203	13.973	230	1,6%
Total Activos	**17.805**	**17.890**	**(85)**	**(0,5%)**
Pasivos Corrientes	3.266	3.575	-309	-8,6%
Pasivos No Corrientes	788	761	27	3,5%
Patrimonio	13.751	13.554	197	1,5%
Total Pasivos y Patrimonio	**17.805**	**17.890**	**(85)**	**(0,5%)**

1) Activos

Este rubro presenta una disminución de MM$ 85 respecto de diciembre de 2010, explicado principalmente por una reducción en los Activos Corrientes de MM$ 315, compensado parcialmente con un aumento en los Activos No Corrientes por MM$ 230.

La variación negativa que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente por menores saldos de los ítems Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes de MM$ 209 y Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM$ 293, compensado parcialmente con un aumento en el Ítem Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de MM$ 158.

El incremento en los Activos No Corrientes, se explica por:

a) El aumento del ítem Propiedades, Plantas y Equipos (MM$ 171), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, producto del crecimiento del número de clientes.

b) El aumento en el Ítem Derechos por Cobrar no Corrientes de MM$ 54.

2) Pasivos

Los pasivos disminuyen en MM$ 282 respecto de diciembre de 2010, explicado por la disminución en los Pasivos Corrientes de MM$ 309, compensado con un aumento de los Pasivos No Corrientes de MM$ 27.

a) La disminución de los Pasivos Corrientes se explica por los menor saldo de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes de MM$ 627, ambas compensadas por el aumento en las Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM$ 417 originado esto último por cambios en la administración del capital de trabajo.

.

Por otra parte, el aumento de los Pasivos No Corrientes se originó por el mayor saldo de Pasivo por Impuestos Diferidos de MM$ 20, debido al efecto de la depreciación acelerada utilizada para fines tributarios.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM$ 197, respecto de diciembre de 2010, explicado por el aumento de las Ganancias (pérdidas) acumuladas durante el ejercicio 2011.

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-11	Dic-10 (*)	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,1	1,1	0,7%
	Razón Ácida	Veces	1,1	1,0	1,4%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto	Veces	0,3	0,3	-7,8%
	Cobertura Gastos Financieros (1)	Veces	24,1	36,8	-34,4%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total	%	80,6%	82,4%	-2,3%
	Deuda LP / Deuda Total	%	19,4%	17,6%	10,8%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	815	623	30,8%
	Rotación de inventarios	Veces	5,1	8,5	(39,6%)
	Permanencia de inventarios	Días	71	43	65,6%
	Rotación de cuentas por cobrar	Días	31,1	32,8	(5,2%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado)	%	5,05%	7,32%	(31,0%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado)	%	3,86%	5,61%	(31,2%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado)	%	5,84%	8,51%	(31,4%)
	Utilidad por acción	$	90.161	128.715,89	(30,0%)

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

II. Análisis del Estado de Resultados.

	Dic-11 MM$	Dic-10 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	12.124	11.277	847	7,5%
Materias primas y consumibles utilizados	(9.371)	(8.515)	(856)	10,1%
Margen de contribución	**2.753**	**2.762**	**(9)**	**(0,3%)**
Gastos de personal	(278)	(252)	(26)	10,3%
Otros gastos por naturaleza	(1.147)	(853)	(294)	34,5%
Resultado bruto de explotación	**1.328**	**1.657**	**(329)**	**(19,9%)**
Depreciaciones y amortizaciones	(512)	(481)	(31)	6,4%
Resultado de explotación	**816**	**1.176**	**(360)**	**(30,6%)**
Resultado Financiero	(24)	(50)	26	-52,0%
Resultado en soc. por método participación	-	-	-	-
Otras Ganancias (Pérdidas)	(7)	-	(7)	0,0%
Resultado antes de impuestos	785	1.126	(341)	(30,3%)
Impuesto sobre sociedades	(96)	(142)	46	(32,4%)
Resultado del periodo	**689**	**984**	**(295)**	**(30,0%)**

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación disminuyó respecto de igual periodo del año anterior, en MM$ 360, lo que se explica por un alza en los Otros Gastos por Naturaleza de MM$ 294 producto del pago excepcional de compensaciones a clientes por falla en el sistema eléctrico registradas en el mes de abril de 2011, relacionadas con emergencia climática.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero aumentó en MM$ 26 con respecto del periodo anterior, debido a la disminución por Unidades de Reajuste de MM$ 23, producto de la liquidación de la deuda bancaria vigente hasta el mes de noviembre 2010 denominada en UF.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2001, obtuvo utilidades por MM$ 689 lo que implicó una disminución de MM$ 295 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	1.675	1.403	272	19,4%
de la Inversión	(929)	(731)	(198)	27,1%
de Financiación	(1.039)	(496)	(543)	109,5%
Flujo neto del período	**(293)**	**176**	**(469)**	**(266,5%)**
Variación en la tasa de cambio	-	-	-	0,0%
Incremento (disminución)	**(293)**	**176**	**(469)**	**(266,5%)**
Saldo Inicial	667	491	176	35,8%
Saldo Final	**374**	**667**	**(293)**	**(43,9%)**

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$ 374, mayor en un 44% respecto de diciembre de 2010.

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

1) Mayor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por el incremento de Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de Servicios.

2) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión, producto de mayores compras de propiedades, planta y equipo respecto del año anterior.

3) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, originado por pago de préstamos a entidades relacionadas y dividendos.

IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2011 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa Luz Osorno.
Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Mercado

Con el objeto de realizar el Servicio Público de Distribución de Electricidad, Luz Osorno compra electricidad a sus suministradores (Saesa y Sociedad Generadora Austral S.A.) y la vende a clientes finales.
El negocio de Distribución de Electricidad en el mercado chileno está íntegramente regulado por la autoridad. Las ventas se realizan a precios regulados que incorporan una componente destinada al pago de las compras de electricidad y otra componente destinada al pago por el uso del sistema de distribución de propiedad de la empresa.
La compra de electricidad de Luz Osorno se realiza a los precios regulados definidos por la autoridad ("precios de nudo") y prácticamente la totalidad de sus ventas son también a precios regulados, lo que garantiza la estabilidad de sus flujos.
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.
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.

2) Riesgo financiero

El análisis de riesgos financieros para la Sociedad es el siguiente:

a) Tipo de cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, pero 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.

b) Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento. Los movimientos con la sociedad se realizan a tasas de mercado en moneda nacional.

c) Riesgo de liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa y Eléctricas). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. 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 del Grupo.

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la relacionada Frontel, 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 estas Sociedades, 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 estable 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 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	0%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	66%	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 realizaran 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 (periodo 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, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo

(UGE) pudiera 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 UGE 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 periodo.

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.