



Reporte Anual 2012

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 | 15 |
| Actividades de la Sociedad | 18 |
| Factores de Riesgo | 19 |
| Gestión Financiera | 22 |
| Información Financiera | 25 |
| Hechos Relevantes | 26 |
| Declaración de Responsabilidad | 29 |
| Estados Resumidos | 280 |

Carta del Presidente del Directorio

Estimados clientes, colaboradores, accionistas, autoridades y proveedores, tengo el agrado de presentarles la memoria del año 2012 del Grupo Saesa, que comparte los estados financieros de la compañía y un resumen del quehacer de las empresas de este grupo eléctrico, con operación en cinco regiones del sur de Chile.

Durante el 2012, el sector energía continuó siendo clave en el desarrollo del país. Chile se enfrenta al desafío de contar con recursos energéticos suficientes y competitivos para alcanzar el anhelado progreso en las próximas décadas. Desde esa perspectiva, el Grupo Saesa mostró su decidido apoyo al desarrollo de las ERNC, al ejecutar la construcción de las necesarias vías de evacuación de energía a proyectos de mini centrales hidroeléctricas de pasada; así como también respaldar otros proyectos de energía eólica y de geotermia, que exploran posibilidades de instalación en las zonas costeras de Chiloé y La Araucanía.

En el mes de octubre recién pasado, la comunidad recibió la primera etapa de operación del proyecto de interconexión de mini centrales al SIC denominado Puyehue-Rupanco, que considera la evacuación de más de 150 MW provenientes de doce centrales hidroeléctricas conectadas a través de una línea común, ubicada en las inmediaciones de los lagos que dan nombre al proyecto. Su potencial de transmisión es de 180 MW, disponiendo de holguras para la conexión de nuevas centrales generadoras. El sistema cuenta con 179 KM de líneas y sus respectivas subestaciones y significó una inversión de US\$65 millones.

El proyecto logró acuerdos con ocho empresas generadoras para la evacuación conjunta y la integración de líneas pre-existentes en orden a minimizar el impacto ambiental de la zona, lo que deja en evidencia el compromiso de la empresa con el medioambiente y la comunidad.

En generación, con una inversión de US\$12 millones, la mini central hidroeléctrica de pasada Monreal, que aprovecha el desnivel de los lagos Paloma y Monreal, aportará 3 MW de energía limpia y renovable al Sistema Aislado de Aysén. Esta central, construida en un tiempo record de 10 meses, entró en operaciones en enero de 2013.

Las cuatro distribuidoras que conforman el Grupo Saesa abastecen a más de 740.000 clientes en las zonas de concesión donde operan, siendo el motor de crecimiento, desarrollo y bienestar para una parte importante del sur del país, respaldando a la vez el crecimiento de los principales sectores productivos de esas regiones como el forestal, pesquero y ganadero.

Este compromiso, así como el propósito de elevar de manera persistente la calidad del servicio, se vio reflejado en los meses de invierno, tras sufrir las consecuencias de un temporal que afectó más fuertemente en la costa de las regiones de Bio Bio y La Araucanía, causando más daños en las instalaciones eléctricas que el terremoto del 27/F. Para estos efectos, la Empresa, a través de su filial Frontel, puso en marcha su plan de emergencias dotando de recursos extras las operaciones de las zonas afectadas e incrementando su tasa de respuesta. Asimismo, estrechó su compromiso con los 55 mil clientes de la Provincia de Arauco mediante un plan especial de inversiones superior a los 5 mil millones de pesos.

Este plan, en su fase final de ejecución, contempla la instalación de cinco centrales de respaldo, la asignación de nuevas brigadas de operaciones para la provincia, la construcción de una subestación en la ciudad de Cañete y una línea de 66 kV entre esta comuna y el sector de Tres Pinos. Adicionalmente, se encuentra instalada una nueva oficina de atención a clientes en Los Álamos y se considera un completo plan de comunicaciones y vinculación con autoridades locales y la comunidad.

El Plan de Calidad Técnica llevado a cabo por la compañía tiene por objeto coordinar las iniciativas de inversión y mantenimiento para mejorar los índices de calidad de suministro. La implementación de este plan durante 2012 arrojó significativos avances, logrando superar las metas definidas como compañía, tanto en zonas urbanas como rurales. A través de este plan, iniciado en 2011, la compañía espera llegar en dos años más a altos niveles de calidad de servicio, teniendo en cuenta la cobertura y dispersión geográfica de sus clientes.

El crecimiento sólido y consistente en el sector energía ha impulsado al Grupo Saesa a abrirse también a nuevos mercados y zonas geográficas del país. Es así como en el consorcio formado junto a Chilquinta logró la

adjudicación de dos proyectos para la ampliación del Sistema Interconectado Central (SIC). Se trata de las nuevas líneas 2x 220 kV Cardones- Diego de Almagro, y de la 2x 220 kV Ciruelos- Pichirropulli. La inversión estimada para materializar ambos proyectos es de aproximadamente US\$150 millones, y el plazo de construcción es de 5 años.

El avance y el crecimiento de la empresa no ha dejado de lado uno de sus valores más importantes: la seguridad de sus trabajadores. La nueva Política de Seguridad y Tolerancia Cero que se implementó durante el año 2012, tendió fundamentalmente a instaurar de manera intransable el compromiso de la compañía, con el objeto que cada trabajador y contratista se desempeñe respetando a cabalidad la seguridad en cada una de sus acciones y labores.

Los avances que exhibe hoy la empresa, no habrían sido posibles sin el sólido compromiso de sus 850 empleados, y de las más de 3.000 personas que prestan servicio a través de las empresas colaboradoras de la compañía.

La preocupación por las personas es clave en el éxito, objetivo que se aborda no sólo otorgando una serie de beneficios adicionales a lo contractual, capacitación permanente y programas internos que buscan mejorar el clima laboral, sino además, entregando oportunidades de desarrollo y continuidad de estudios a disposición de los empleados. Un logro significativo y motivo de orgullo fue que en 2012 la empresa se involucró en el Programa de Certificación de Competencias Laborales, a través del cual - en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. - logró certificar a noventa y cuatro linieros en su oficio, quedando con ello absolutamente validados para su desempeño en redes eléctricas.

Al finalizar el periodo, la encuesta de clima laboral que realiza la Subgerencia de Personas arrojó el mejor resultado de los últimos cinco años, con un 81% de satisfacción.

Importante es destacar la exitosa colocación de un bono a largo plazo por UF 2.500.000 que realizó Saesa a fines de diciembre de 2012 en el mercado local, con el objeto de pre-pagar parte de su deuda. La demanda de los inversionistas por este bono, entre los que se cuentan AFPs, compañías de seguros, bancos, fondos mutuos y corredoras de bolsa, sobrepasó en un 38% la oferta existente, lo que significó alcanzar una tasa de colocación muy competitiva frente a un complejo escenario de tasas que se vivía en ese momento. Esto refleja el gran interés y apetito que existe entre los inversionistas por el riesgo asociado a las actividades que Saesa realiza y al mercado donde opera.

La visión del Grupo Saesa es ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con sus clientes, orgullo para sus trabajadores y protagonista del desarrollo regional. Sobre estos cimientos se basa la esencia de las acciones que la empresa realiza.

Les invito a conocer en mayor detalle lo que fue el año 2012 para las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización que forman el Grupo Saesa, conglomerado que para los años siguientes mantendrá a firme su compromiso con el desafío energético que enfrenta el país.

Jorge Lesser García Huidobro
Presidente del Directorio

Visión Corporativa

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 | Nº 116 |
| Informantes | |
| Fecha Inscripción Registro | 09/05/2010 |
| de Entidades Informantes | |
| 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

| | 2012 | 2011 |
|------------------------|-------|-------|
| Venta de Energía (GWh) | 122 | 117 |
| Clientes (Miles) | 19 | 19 |
| Trabajadores | 23 | 22 |
| Líneas MT (km) | 3.608 | 3.605 |
| Líneas BT (km) | 629 | 625 |
| MVA Instalados (MT/BT) | 66 | 66 |

Antecedentes Financieros

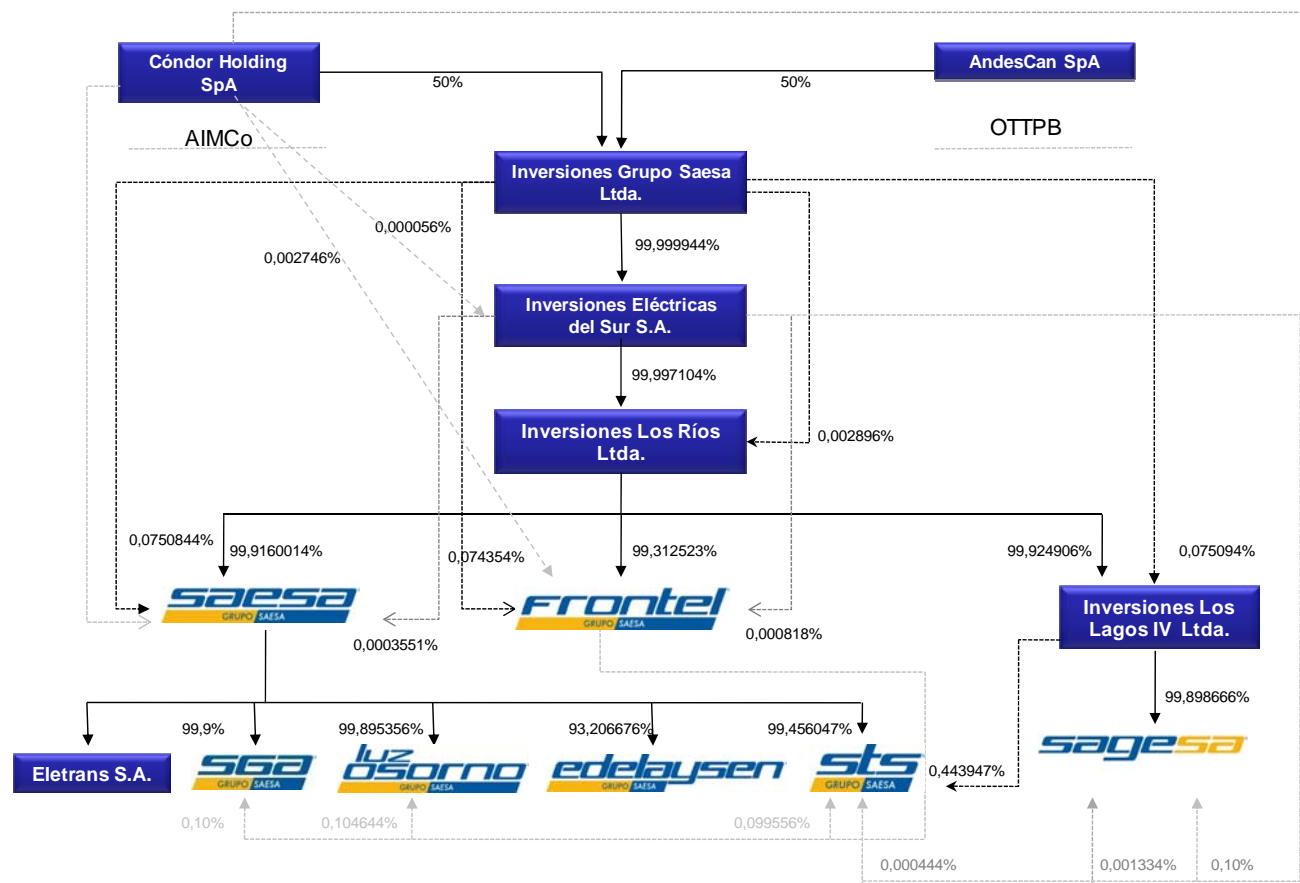
| | MM\$ | MM\$ |
|--------------|--------|--------|
| | 2012 | 2011 |
| Ingresos | 11.465 | 12.124 |
| Margen Bruto | 3.932 | 2.753 |
| Ganancia | 1.360 | 689 |

| | | |
|------------|--------|--------|
| Activos | 18.993 | 17.805 |
| Pasivos | 4.383 | 4.054 |
| Patrimonio | 14.610 | 13.751 |

| | | |
|-------------|-------|-------|
| Inversiones | 2.042 | 815 |
| EBITDA | 2.344 | 1.328 |

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2012 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 99,895356% 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 99,895356% y 0,104644%, respectivamente.

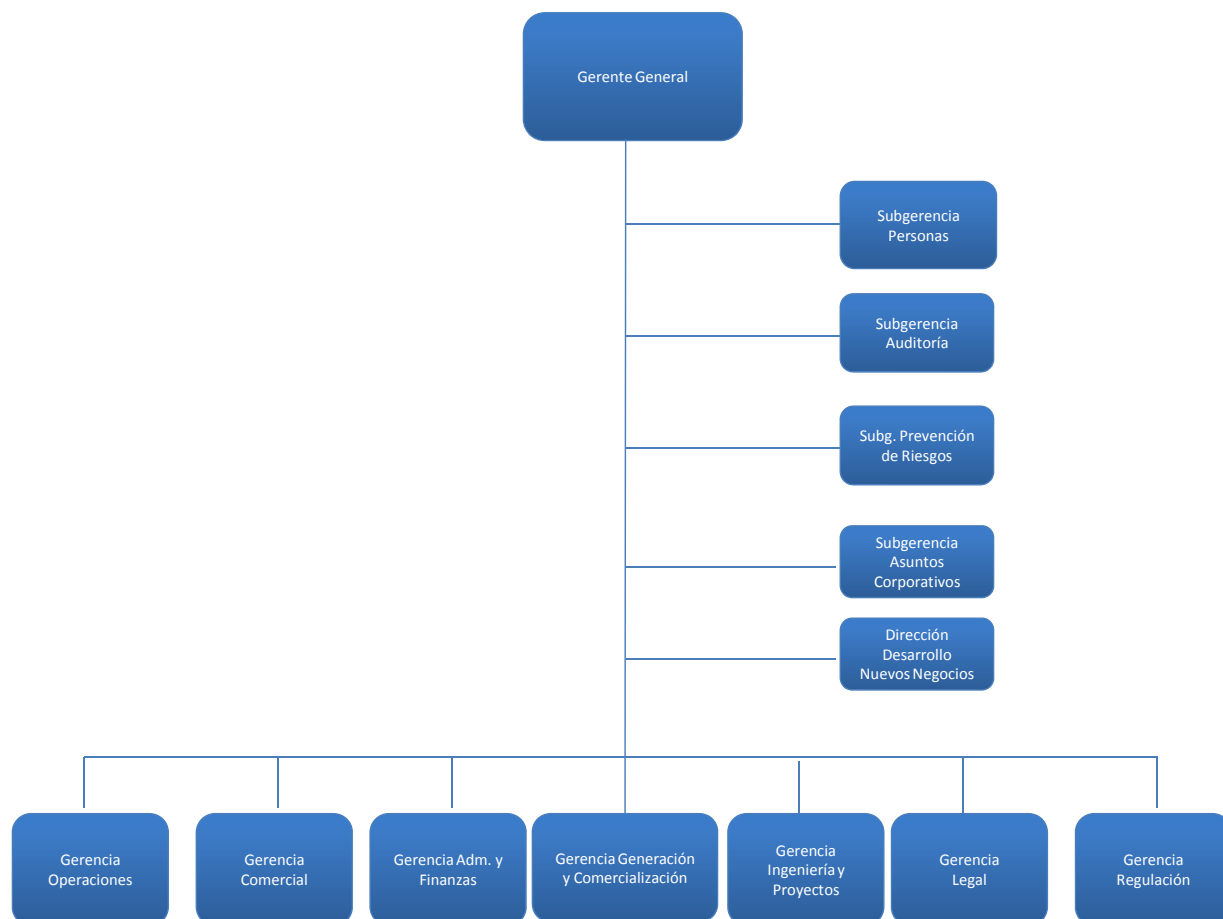
Directorio

| | |
|----------------|--|
| Presidente | Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3 |
| Vicepresidente | Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9 |
| Directores | Juzar Pirbhai/ Bachiller en Letras con mención en Economía/ Extranjero |
| | Olivia Steedman / Ingeniero Bachiller en Ciencias/ Extranjero |
| | Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6 |
| | Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K |
| | 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 | Raúl González Rojas/ Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 7.741.108-9 |
| Gerente Adm. y Finanzas | Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5 |
| Gerente Legal | Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K |
| Gerente Comercial | Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8 |
| Gerente Generación y Comercialización | Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7 |
| Gerente Ingeniería y Proyectos | Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico/ RUT 7.810.810-K |
| Gerente Regulación | Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4 |
| Subg. de Personas | María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4 |
| Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación | Vacante |
| Subgerente de Asuntos Corporativos | Lorena Mora Sanhueza / Periodista / RUT 8.750.218-K |
| Subgerente Auditoría | Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7 |
| Director Desarrollo Nuevos Negocios | Iván Reyes Trujillo / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 6.069.138-K |
| Audidores Externos | Deloitte |

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

GRAN AVANCE EN LA MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO

En marcha durante todo 2012, el “Plan de Calidad Técnica” del Grupo Saesa, tuvo por objeto coordinar las iniciativas de inversión y mantenimiento orientadas a mejorar los índices de calidad de suministro. La implementación de este plan arrojó significativos avances, que permitieron superar las metas definidas como compañía, tanto en zonas urbanas como rurales.

Hacia fines del periodo, los indicadores de calidad de servicio, tanto en frecuencia como en extensión de interrupciones, exhibieron números muy por debajo de los límites exigidos por el organismo regulador en las cuatro distribuidoras del grupo. En el año 2012 se obtuvo un progreso significativo en los indicadores en comparación al año anterior respecto del estándar de servicio para un 41% de clientes.

Durante el año 2012 se desarrollaron proyectos de mejoras para los alimentadores con indicadores de calidad más críticos. Estas mejoras contemplaron el cambio de red aérea de media tensión a red protegida, la incorporación de equipamiento de operación, mantenimiento de equipos y aumento de potencia (S/E de mayor capacidad).

Adicionalmente, y en uno de los programas que registra el mayor impulso e inversión de los últimos 5 años, el Plan de Roce ejecutado logró despejar 3.858 kilómetros de líneas de baja y media tensión; sin duda una cifra importante, especialmente si se considera que la operación del Grupo Saesa se desempeña en las regiones de mayor densidad de bosques del país.

La mejora de los índices de calidad se sustenta en el compromiso de alcanzar el objetivo estratégico de la compañía de convertirse en “la mejor empresa del Sur de Chile”.

SEGURIDAD, NUESTRO VALOR CORPORATIVO INTRANSABLE

La nueva Política de Seguridad y Tolerancia Cero que se implementó durante 2012, atendió fundamentalmente uno de los objetivos más importantes para el Grupo Saesa, y que dice relación, con velar por la seguridad, integridad y salud de los trabajadores y colaboradores, para lo cual se le asignó a todos sin excepción la responsabilidad del conocimiento y cumplimiento de las medidas preventivas, así como el impulso de las buenas prácticas laborales, asignándosele de éste modo, la condición de ser un compromiso permanente e intransable.

Con la finalidad de poner en práctica esta nueva política en términos de seguridad, se continuó con el avance de diversos talleres tales como “Motivación y Autocuidado”, formación de monitores como “Guías de Ejercicios Compensatorios”, “Autocuidado y Salud Ocupacional para Líneas Vivas” y “Primeros Auxilios”, lo que arrojó un total de más de 18.500 horas de capacitación. Además, se implementaron campañas de “Vida Saludable y Alimentación Sana”, lo que fue muy bien recibido por los trabajadores de la compañía.

En el aspecto técnico se desarrollaron, al igual que en años anteriores, actividades especialmente diseñadas tanto para linieros de los diferentes procesos como para supervisores y jefes de faenas. Estas tareas se desarrollaron en el ámbito eléctrico y forestal, donde participaron brigadas de Obras y Mantenimiento, de Operaciones, Roce, Líneas Vivas, Generación y brigadas comerciales para el “Plan de Emergencias Climáticas”, contabilizando más de 22.600 horas de capacitación técnica.

Con la finalidad de aumentar la eficacia laboral, se llevó a cabo un continuo desarrollo de construcción y elaboración de “Instructivos Técnicos de Trabajo” asociados a Distribución, Transmisión, Generación y Líneas Vivas. Para ello se han confeccionado manuales y revistas electrónicas específicamente para las actividades de Distribución, Transmisión, Forestal y Líneas Vivas.

Se implementó una nueva herramienta que medirá los estándares de seguridad establecidos por la compañía, dando paso al “Plan SAESA”, el que controló con diversas acciones, las actividades preventivas básicas

establecidas para el buen desarrollo de las labores encomendadas. Cinco fueron los ítem medidos: Seguridad, Actitud, Educación, Salud y Autocuidado logrando como resultado un cumplimiento del 84%.

Al hacer un resumen del año 2012, es posible afirmar que fue un año de importantes y positivos cambios.

GRANDES PROYECTOS EN DESARROLLO

- **Puesta en marcha del Proyecto Puyehue Rupanco**

El proyecto de interconexión de mini centrales al SIC denominado “Puyehue Rupanco”, contempla la evacuación de más de 150 MW de doce centrales hidroeléctricas por una línea común ubicada en las inmediaciones de los lagos que dan nombre al proyecto. Su potencial de transmisión es de 180 MW, disponiendo de holguras para la conexión de nuevas generadoras. El sistema cuenta con 179 KM de líneas y sus respectivas subestaciones, e implica una inversión total de US\$65 millones.

El proyecto logró acuerdos con ocho empresas generadoras para la evacuación conjunta y la integración de línea pre-existentes en orden a minimizar el impacto ambiental de la zona. El trámite de concesiones derivó en servidumbres voluntarias. Se dio estricto cumplimiento al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA) y se realizó una intensa sociabilización con la comunidad logrando acuerdos entre éstas, las empresas y las autoridades.

La puesta en servicio de este sistema de transmisión también permite mejorar las condiciones de calidad y continuidad del servicio eléctrico a los clientes en el entorno de los lagos señalados.

MEDIO AMBIENTE

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 2012 se retiraron desde diversas instalaciones de la compañía, aproximadamente 190 toneladas de residuos líquidos, compuestos por aceites de motor usado y agua contaminada con hidrocarburos y más de 630 toneladas de residuos sólidos, en los cuales se incluyen 535 toneladas correspondientes a transformadores en desuso, los que fueron transportados y dispuestos por empresas autorizadas.

Durante el año 2012, nuestra compañía sometió a evaluación de impacto ambiental por parte de la autoridad; cuatro nuevos proyectos relacionados a subestaciones de transmisión, líneas de transmisión y centrales generadoras mayores a 3 MW. Siendo aprobados en este mismo período por los respectivos Servicios de Evaluación Ambiental (SEA), dos proyectos que se encuentran en distintas etapas de implementación.

Junto con ello, se realizó la Campaña “Ponte las Pilas”, que se llevó a efecto en conjunto con la SEREMI de Medio Ambiente de la Novena Región, en donde gracias a la implementación de cinco lugares fijos de recolección y siete campañas móviles, se logró llevar a disposición final autorizada más de 9 toneladas de pilas usadas altamente contaminantes.

NUESTRAS PERSONAS

| | Luz Osorno |
|-----------------------------------|------------|
| Gerentes y ejecutivos principales | - |
| Profesionales y técnicos | 16 |
| Administrativos y electricistas | 7 |
| Total | 23 |

La visión del Grupo Saesa es ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con sus clientes, orgullo para sus trabajadores y protagonista del desarrollo regional. Sobre estos cimientos se basa la esencia de las acciones que la empresa realiza en beneficio de sus colaboradores, con el fin de que sientan y de verdad estén en un gran lugar para trabajar.

Esta premisa fue la que impulsó a la compañía a involucrarse en el Programa de Certificación Competencias Laborales, que -en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. - logró certificar a noventa y cuatro linieros en su oficio, quedando con ello absolutamente validados para su desempeño en redes eléctricas.

Durante el año 2012 los trabajadores y contratistas se capacitaron tanto presencialmente como vía on line a través de la plataforma E-learning, herramienta que permite entregar una solución eficiente a las necesidades de capacitación para nuestra compañía, cuya extensión abarca una amplia zona geográfica desde la Región del Bío Bío a la de Aysén.

Gracias al Programa Crece, que ya está en su octavo año de realización, se benefició a través de becas y/o financiamiento, estudios de post y pre grado a nuestros colaboradores. Durante el año 2012, treinta y nueve trabajadores recibieron este beneficio y ciento veinte ya están titulados.

Durante el año 2012, el Grupo Saesa nuevamente se aplicó la encuesta de clima organizacional, que tuvo un 95% de tasa de respuesta, arrojando el positivo resultado de que logramos obtener el mejor clima laboral de los últimos cinco años, con un 81% de satisfacción.

Se destaca la entrega de distinciones de excelencia académica a los hijos de los trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, premiación al mejor empleado por zona, celebración de la Navidad con un beneficio especial para los contratistas y otros beneficios como tarifa eléctrica especial para consumo doméstico, seguro complementario de salud y dental, que incluye un seguro catastrófico y de vida, bonificaciones por matrimonios, nacimientos, defunciones, cargas familiares, horario de verano, entre otros.

Como es costumbre, en el mes de noviembre se realizó en la ciudad de Pucón la 52° Olimpiadas del Grupo Saesa, encuentro anual en el que participan los trabajadores y sus cónyuges, disfrutando de un fin de semana de competencias deportivas, entretención y camaradería. En 2012, durante esta actividad se reconoció a 17 trabajadores por sus años de servicio.

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, adquirieron 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 Edelayesen 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).
- 2012:** En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.

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.

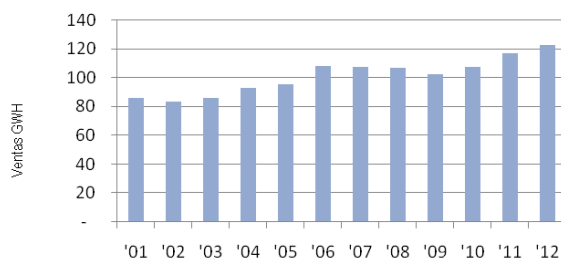
A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración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

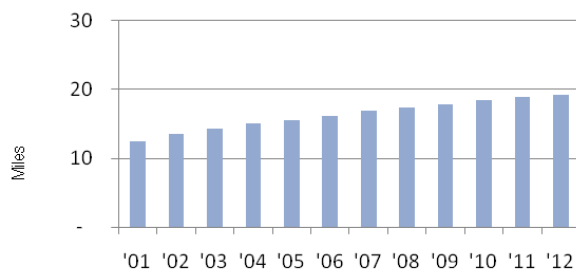
abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

En consideración a lo anterior, durante el primer trimestre de 2012 Luz Osorno, junto a su matriz Saesa y a la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A, adjudicando a Endesa el bloque de suministro licitado, para el periodo mayo 2012-diciembre 2014.

En el ejercicio 2012 se efectuaron inversiones por \$2.042 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.



Las ventas de energía durante el 2012 alcanzaron a 122 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 19 mil clientes

Factores de Riesgo

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

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

- Riesgo Regulatorio

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 "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N°20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

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. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad de distribución no esperan cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

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

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

Para fines de 2013 se espera se publique en el diario oficial un nuevo decreto de SSAA que rija por los próximos cuatro años, cuyo proceso está recién comenzando.

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 contratos, 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 la Sociedad, 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. A

finis de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad, su matriz Saesa y la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 - diciembre 2014.

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 años (2013 - 2014).

- **Riesgo Financiero**

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

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

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2012 asciende a M\$ 1.360.058.

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad entre el 2004 y 2012 son los siguientes:

| Dividendo | Fecha de pago | \$ por acción moneda histórica | Imputado ejercicio |
|-------------|---------------|--------------------------------|--------------------|
| Final N°5 | 29/05/04 | 87.743 | 2003 |
| Final N° 6 | 27/05/05 | 57.541 | 2004 |
| Final N° 7 | 26/05/06 | 81.639 | 2005 |
| Final N° 8 | 26/05/07 | 98.843 | 2006 |
| Final N° 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 |
| Final N° 13 | 25/05/12 | 39.241 | 2011 |

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 14 de \$ 53.370,48317855 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.12. Este dividendo representa alrededor de un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 408.017.

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 2012 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 2012 sería la siguiente:

| | M\$ |
|--|-------------------|
| Capital emitido | 10.557.505 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 3.803.503 |
| Otras reservas | 248.539 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 14.609.547 |

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. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012 se efectuó la renovación del Directorio, eligiendo como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Robert Mah, designándose en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas.

Al 31 de diciembre de 2012 el Directorio está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

Remuneración del Directorio y Gerentes

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

| | Año 2012 | Año 2011 |
|--------------------------|--------------|--------------|
| Jorge Lesser G. | 1.356 | 1.310 |
| Ivan Díaz M. | 1.356 | 1.199 |
| Pedro Pablo Errázuriz D. | - | 53 |
| Total | 2.712 | 2.562 |

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 2013.

Durante el año 2012, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de Luz Osorno.

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participa actualmente, consolidando su posición de distribuidora, en sectores rurales de la provincial de Osorno y en algunas localidades de Valdivia y Llanquihue.

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

Durante el año 2012, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 4 de enero 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 designó al señor Juzar Pirbhai, hasta la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2012, en la que se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad.

Con fecha 11 de mayo de 2012 se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director Titular del señor Robert Mah. En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Declaración de Responsabilidad

Jorge Lesser
Presidente

Iván Díaz-Molina
Vicepresidente

Juzar Pirbhai
Director

Waldo Fortín
Director

Juan Ignacio Parot
Director

Ben Hawkins
Director

Olivia Steedman
Director

Kevin Roseke
Director

Francisco Alliende
Gerente General

Estados Resumidos

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno

Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2012, 31 de diciembre de 2011)

| | 31-Dic-2012 | 31-Dic-2011 |
|-----------------------|-------------------|-------------------|
| M\$ | | |
| ACTIVOS | | |
| Activos Corrientes | 3.138.162 | 3.602.058 |
| Activos No Corrientes | 15.854.375 | 14.202.524 |
| Total Activos | 18.992.537 | 17.804.582 |

| | 31-Dic-2012 | 31-Dic-2011 |
|--|-------------------|-------------------|
| M\$ | | |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | |
| Pasivos Corrientes | 3.414.716 | 3.266.193 |
| Pasivos No Corrientes | 968.274 | 787.667 |
| Total Pasivos | 4.382.990 | 4.053.860 |
| Total Patrimonio Neto | 14.609.547 | 13.750.722 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 18.992.537 | 17.804.582 |

Estados Consolidados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

| | 31-Dic-2012 | 31-Dic-2011 |
|-----------------------------------|------------------|----------------|
| M\$ | | |
| Margen Bruto | 3.932.085 | 2.753.293 |
| Ganancia Antes de Impuesto | 1.798.867 | 785.609 |
| Impuesto a las Ganancias | (438.809) | (96.327) |
| Ganancia | 1.360.058 | 689.282 |

Estados Consolidados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

| | 31-Dic-2012 | 31-Dic-2011 |
|---|-----------------|------------------|
| M\$ | | |
| Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación | 2.790.795 | 1.674.421 |
| Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión | (2.416.574) | (928.791) |
| Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación | (408.015) | (1.038.908) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | (1.007) | (42) |
| Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo | (34.801) | (293.320) |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial | 373.712 | 667.032 |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final | 338.911 | 373.712 |

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2012 y 2011)

| | 31-Dic-2012 | 31-Dic-2011 |
|-----------------------------------|---|---|
| | Total Cambios en Patrimonio Neto | Total Cambios en Patrimonio Neto |
| M\$ | | |
| Saldo Inicial Reexpresado | 13.750.722 | 13.554.015 |
| Cambios en Patrimonio | 858.825 | 196.707 |
| Saldo Final Periodo Actual | 14.609.547 | 13.750.722 |

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Compañía Eléctrica Osorno S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

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 2012 y 2011 y 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 27, 2013
Concepción, Chile



René González L.
Rut.:12.380.681-6

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos – M\$)

| ACTIVOS | Nota | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|--|------|-------------------|-------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | 4 | 338.911 | 373.712 |
| Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes | 5 | 2.495.246 | 2.905.548 |
| Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente | 6 | 36.373 | 904 |
| Inventarios, Corriente | 7 | 186.436 | 154.713 |
| Activos por Impuestos Corrientes, Corriente | 8 | 71.694 | 161.540 |
| Otros Activos no Financieros, Corrientes | | 9.502 | 5.641 |
| 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. | | 3.138.162 | 3.602.058 |
| TOTAL ACTIVOS CORRIENTES | | 3.138.162 | 3.602.058 |
| ACTIVOS NO CORRIENTE | | | |
| Cuentas por Cobrar No Corrientes | 5 | 159.378 | 74.363 |
| Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto | 9 | 25.290 | 25.724 |
| Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 10 | 15.575.575 | 14.058.958 |
| Activos por Impuestos Diferidos | 11 | 94.132 | 43.479 |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | | 15.854.375 | 14.202.524 |
| TOTAL ACTIVOS | | 18.992.537 | 17.804.582 |

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos – M\$)

| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | Nota | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---|-------------|---------------------------|---------------------------|
| PASIVOS CORRIENTES | | | |
| Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar | 13 | 1.234.818 | 1.905.096 |
| Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente | 6 | 1.222.442 | 979.074 |
| Otras Provisiones a Corto Plazo | 14 | 21.951 | 49.379 |
| Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes | 8 | 399.283 | 105.013 |
| Otros Pasivos No Financieros Corrientes | 15 | 448.726 | 164.204 |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados | 14 | 87.496 | 63.427 |
| Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | | 3.414.716 | 3.266.193 |
| TOTAL PASIVOS CORRIENTES | | 3.414.716 | 3.266.193 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Pasivo por Impuestos Diferidos | 11 | 919.076 | 749.251 |
| Otros Pasivos No Financieros No Corrientes | | 364 | 233 |
| Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados | 14 | 48.834 | 38.183 |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | | 968.274 | 787.667 |
| PATRIMONIO | | | |
| Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora | | | |
| Capital Emitido | 16 | 10.557.505 | 10.557.505 |
| Otras Reservas | 16 | 248.539 | 248.539 |
| Ganancias (pérdidas) Acumuladas | 16 | 3.803.503 | 2.944.678 |
| Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora | | 14.609.547 | 13.750.722 |
| Participaciones No Controladoras | | - | - |
| TOTAL PATRIMONIO | | 14.609.547 | 13.750.722 |
| TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS | | 18.992.537 | 17.804.582 |

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A

Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos – M\$)

| Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida) | NOTA | 01/01/2012 al 31/12/2012 M\$ | 01/01/2011 al 31/12/2011 M\$ |
|---|------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Ingresos de Actividades Ordinarias | 17 | 10.954.837 | 11.790.805 |
| Otros ingresos, por Naturaleza | 17 | 510.092 | 333.654 |
| Materias Primas y Consumibles Utilizados | 18 | (7.532.844) | (9.371.166) |
| Gastos por Beneficios a los Empleados | 19 | (343.854) | (278.432) |
| Gasto por Depreciación y Amortización | 20 | (556.525) | (511.825) |
| Otros Gastos por Naturaleza | 21 | (1.244.543) | (1.147.352) |
| Otras Ganancias (Pérdidas) | | (3.902) | (6.641) |
| Ingresos Financieros | 22 | 20.122 | 24.492 |
| Costos Financieros | 22 | (9.054) | (55.015) |
| Diferencias de Cambio | 22 | - | (39) |
| Resultados por Unidades de Reajuste | 22 | 4.538 | 7.128 |
| Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto | | 1.798.867 | 785.609 |
| Gasto por Impuestos a las Ganancias | 11 | (438.809) | (96.327) |
| Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas | | 1.360.058 | 689.282 |
| Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas | | | |
| Ganancia (pérdida) | | 1.360.058 | 689.282 |
| Ganancia (pérdida), atribuible a | | | |
| Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora | 16 | 1.360.058 | 689.282 |
| Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras | | | |
| Ganancia (pérdida) | | 1.360.058 | 689.282 |
| Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas | \$/acción | 177,9016 | 90,1612 |
| Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas | \$/acción | | |
| Ganancia (pérdida) por Acción Básica | \$/acción | 177,9016 | 90,1612 |

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011
 (En miles de pesos – M\$)

| Estado de Cambios en el Patrimonio Neto | Capital emitido M\$ | Primes de emisión M\$ | Otras participaciones en el patrimonio M\$ | Cambio en otras reservas | | | | | 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\$ |
|---|------------------------|-----------------------------|---|------------------------------------|---|--|---|---|---------------------------------|-----------------------|--|---|--|-------------------------|
| | | | | 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 remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$ | | | | | | | |
| Saldo Inicial al 01/01/2012 | 10.557.505 | - | - | - | - | - | - | - | 248.539 | 248.539 | 2.944.678 | 13.750.722 | - | 13.750.722 |
| Ajustes de Periodos Anteriores | | | | | | | | | | | | | | |
| Incremento (disminución) por cambios en políticas contables | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Incremento (disminución) por correcciones de errores | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Ajustes de Periodos Anteriores | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Saldo Inicial Reexpresado | 10.557.505 | - | - | - | - | - | - | - | 248.539 | 248.539 | 2.944.678 | 13.750.722 | - | 13.750.722 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | | | 1.360.058 | 1.360.058 | | 1.360.058 |
| Otro resultado integral | | | | | | | | | | - | | | | - |
| Resultado integral | | | | | | | | | | | | 1.360.058 | | 1.360.058 |
| Dividendos | | | | | | | | | | | (501.233) | (501.233) | | (501.233) |
| Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios | | | | | | | | | | | | | | |
| Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios | | | | | | | | | | | | | | |
| Total de cambios en patrimonio | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 858.825 | 858.825 | - | 858.825 |
| Saldo Final al 31/12/2012 | 10.557.505 | - | - | - | - | - | - | - | 248.539 | 248.539 | 3.803.503 | 14.609.547 | - | 14.609.547 |

| Estado de Cambios en el Patrimonio Neto | Capital emitido M\$ | Primas de emisión M\$ | Otras participaciones en el patrimonio M\$ | Cambio en otras reservas | | | | | | Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$ | Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$ | Participaciones no controladoras M\$ | Patrimonio total M\$ | |
|---|------------------------|-----------------------------|---|------------------------------------|---|--|---|---------------------------------|-----------------------|--|---|--|-------------------------|------------|
| | | | | 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 remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$ | Otras reservas varias M\$ | Otras reservas 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 Periodos Anteriores | | | | | | | | | | | | | | |
| Incremento (disminución) por cambios en políticas 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 |

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A
Estados de Flujos de Efectivos Directos

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos – M\$)

| Estado de flujos de efectivo directo | NOTA | 01/01/2012 al 31/12/2012 M\$ | 01/01/2011 al 31/12/2011 M\$ |
|---|----------|------------------------------------|------------------------------------|
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | | |
| Clases de cobros por actividades de operación | | 14.908.037 | 15.769.709 |
| Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios | | 14.904.595 | 15.769.707 |
| Otros cobros por actividades de operación | | 3.442 | 2 |
| Clases de pagos | | (12.159.939) | (13.970.474) |
| Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios | | (11.374.993) | (13.285.694) |
| Pagos a y por cuenta de los empleados | | (502.163) | (337.854) |
| Otros pagos por actividades de operación | | (282.783) | (346.926) |
| Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados) | | 42.697 | (124.814) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | 2.790.795 | 1.674.421 |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | | |
| Compras de propiedades, planta y equipo | | (2.436.696) | (953.283) |
| Intereses recibidos | | 20.122 | 24.492 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | (2.416.574) | (928.791) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | | |
| Préstamos de entidades relacionadas | | 1.630.000 | 1.189.000 |
| Pagos de préstamos a entidades relacionadas | | (1.690.736) | (1.583.000) |
| Dividendos pagados | | (300.000) | (581.000) |
| Intereses pagados | | (47.279) | (63.908) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | (408.015) | (1.038.908) |
| Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio | | (33.794) | (293.278) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | (1.007) | (42) |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | (1.007) | (42) |
| Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo | | (34.801) | (293.320) |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo | | 373.712 | 667.032 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo | 4 | 338.911 | 373.712 |



COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A

Estados financieros

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011

(En miles de pesos – M\$)

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 Informantes 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 a 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 27 de marzo de 2013. 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 2012:

| Enmiendas a NIIFs | Fecha de aplicación obligatoria |
|---|---|
| NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012 |
| 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 | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011. |

La aplicación de estos pronunciamientos contables no han tenido efectos significativos para la Sociedad en los montos reportados en estos estados financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros , 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 Consolidados | 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 o Nuevas Interpretaciones | 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 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 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros. | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 |
| NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición. | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013 |
| Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados | Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014 |
| 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 la futura adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros de la Sociedad.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la Administración 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 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. 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 ella. La

Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de diferencias entre los resultados esperados o por cambios en los supuestos actuariales, son reconocidos dentro de los costos de la operación en el estado de resultados del 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:** Las 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 cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También 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 presentes 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 aquellos casos en 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 siguientes períodos:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.
- Estados de Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo Directos por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), según los requerimientos y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

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 año, 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:

| | 31.12.2012 \$ | 31.12.2011 \$ |
|-----------------------------|------------------|------------------|
| Dólar Estadounidense | 479,96 | 519,20 |
| Unidad de Fomento | 22.840,75 | 22.294,03 |

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 incluyen, 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 calificados, 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\$40.105, por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$11.699 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$40.825 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$37.202 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes, corresponden 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 año en que se incurren.

La depreciación es 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 tecnología de la información : | |
| Computación | 5 |
| Instalaciones fijas y accesorios : | |
| Muebles y equipos de Oficina | 10 |
| Vehículos | 7 |
| Otros equipos y herramientas : | 10 |

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

2.10 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 Programas informáticos

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

2.10.3 Gastos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados la Sociedad no han registrado gastos por este concepto. De haberlos, se contabilizan con cargo a resultados en el año 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 de 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 el 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 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.

2.12.1 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, los cuales 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.

2.12.2 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.

2.12.3 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.

2.12.4 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.

2.13 Inventarios

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

2.14 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.14.1 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.

2.14.2 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 como un menor cargo por depreciación.

2.14.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son 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.

2.15 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 impliquen 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.

2.16 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.

2.17 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.

2.18 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 se 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.

2.19 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.

2.20 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 dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.21 Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuable 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.

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

El Área de Influencia Común ("AIC") es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y 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 adicionales 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:** Son 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 tariffica 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 2012 y 2011, es el siguiente:

| Efectivo y equivalentes al efectivo | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|--|---------------------------|---------------------------|
| Efectivo en Caja | 103.496 | 90.945 |
| Saldo en Bancos | 96.969 | 106.171 |
| Otros instrumentos de renta fija | 138.446 | 176.596 |
| Totales | 338.911 | 373.712 |

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 | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---|---------------|---------------------------|---------------------------|
| Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo | \$ Chilenos | 338.911 | 373.712 |
| Totales | | 338.911 | 373.712 |

5 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
|---|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | No Corriente M\$ |
| Deudores comerciales, bruto | 2.074.315 | | 2.270.414 | |
| Otras cuentas por cobrar, bruto | 747.889 | 159.378 | 769.127 | 74.363 |
| Totales | 2.822.204 | 159.378 | 3.039.541 | 74.363 |

| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
|--|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | No Corriente M\$ |
| Deudores comerciales, neto | 1.790.282 | | 2.171.260 | |
| Otras cuentas por cobrar, neto | 704.964 | 159.378 | 734.288 | 74.363 |
| Totales | 2.495.246 | 159.378 | 2.905.548 | 74.363 |

| Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
|---|--------------------------|-----------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | No Corriente M\$ |
| Deudores comerciales | 284.033 | - | 99.154 | - |
| Otras cuentas por cobrar | 42.925 | - | 34.839 | - |
| Totales | 326.958 | - | 133.993 | - |

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados y provisionados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

| Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|--|---------------------------|---------------------------|
| Facturados | 1.911.556 | 2.042.028 |
| Energía y peajes | 1.329.761 | 1.407.525 |
| Anticipos para importaciones y proveedores | 0 | 0 |
| Cuenta por cobrar proyectos en curso | 54.630 | 209.187 |
| Otros | 527.165 | 425.316 |
| No Facturados y provisionados | 793.664 | 903.879 |
| Peajes uso de líneas eléctricas | 0 | 502 |
| Energía en medidores (*) | 762.006 | 873.933 |
| Provisión ingresos por obras | 29.909 | 6.907 |
| Otros | 1.749 | 22.537 |
| Otros (Cuenta corriente empleados) | 116.984 | 93.634 |
| Totales, Bruto | 2.822.204 | 3.039.541 |
| Provisión deterioro | (326.958) | (133.993) |
| Totales, Neto | 2.495.246 | 2.905.548 |

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corriente:

| Otras cuentas por cobrar corriente | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---|---------------------------|---------------------------|
| Convenios de pagos y créditos | 259.309 | 200.312 |
| Anticipos para importaciones y otros | 1.409 | 22.537 |
| Cuenta por cobrar proyectos en curso | 84.539 | 216.094 |
| Deudores materiales y servicios | 268.197 | 225.004 |
| Cuenta corriente empleados | 116.984 | 93.634 |
| Otros deudores | 17.451 | 11.546 |
| Totales | 747.889 | 769.127 |
| Provisión deterioro | (42.925) | (34.839) |
| Totales, Neto | 704.964 | 734.288 |

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2012 es de M\$ 2.654.624 y al 31 de diciembre de 2011 es de M\$ 2.979.911.

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 2012 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 19.229 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

| Tipo Cliente | Cantidad | Participación en ventas de energía % |
|--------------|---------------|--------------------------------------|
| Residencial | 13.889 | 15% |
| Comercial | 693 | 15% |
| Industrial | 191 | 17% |
| Agrícola | 3.902 | 48% |
| Otros | 554 | 5% |
| Total | 19.229 | 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 venta al detalle de productos y servicios 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 2012 y 2011 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 | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|--|----------------|----------------|
| | Corriente M\$ | Corriente M\$ |
| Con vencimiento menor a tres meses | 661.824 | 797.944 |
| Con vencimiento entre tres y seis meses | 14.174 | 9.224 |
| Con vencimiento entre seis y doce meses | 9.735 | 8.562 |
| Con vencimiento mayor a doce meses | 37.265 | - |
| Totales | 722.998 | 815.730 |

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 | 15% | 33% |
| 181 a 270 | 38% | 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) Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

| Tramos de morosidad | Saldo al 31-12-12 | | | | | | Saldo al 31-12-11 | | | | | |
|----------------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|---------------------|------------------|----------------------|------------------|--------------------|-----------------|---------------------|------------------|
| | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | |
| | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ | Número de Clientes | Monto bruto M\$ |
| Al día | 8.919 | 1.580.588 | 177 | 161.422 | 9.096 | 1.742.010 | 7.969 | 1.902.494 | 193 | 35.486 | 8.162 | 1.937.980 |
| Entre 1 y 30 días | 5.329 | 439.509 | 73 | 10.571 | 5.402 | 450.080 | 4.827 | 524.170 | 83 | 9.329 | 4.910 | 533.499 |
| Entre 31 y 60 días | 1.421 | 190.087 | 20 | 3.064 | 1.441 | 193.151 | 1.003 | 248.927 | 23 | 2.868 | 1.026 | 251.795 |
| Entre 61 y 90 días | 127 | 17.734 | 5 | 1.923 | 132 | 19.657 | 106 | 13.590 | 4 | 709 | 110 | 14.299 |
| Entre 91 y 120 días | 46 | 4.057 | - | - | 46 | 4.057 | 35 | 1.608 | 4 | 360 | 39 | 1.968 |
| Entre 121 y 150 días | 87 | 7.563 | 1 | 37 | 88 | 7.600 | 82 | 5.752 | 5 | 255 | 87 | 6.007 |
| Entre 151 y 180 días | 52 | 7.631 | 2 | 181 | 54 | 7.812 | 28 | 3.866 | 2 | 69 | 30 | 3.935 |
| Entre 181 y 210 días | 40 | 4.210 | 2 | 217 | 42 | 4.427 | 40 | 4.701 | 2 | 138 | 42 | 4.839 |
| Entre 211 y 250 días | 16 | 1.252 | 3 | 669 | 19 | 1.921 | 22 | 3.802 | 3 | 689 | 25 | 4.491 |
| Más de 250 días | 939 | 342.425 | 29 | 4.756 | 968 | 347.181 | 812 | 118.005 | 31 | 3.130 | 843 | 121.135 |
| Total | 16.976 | 2.595.056 | 312 | 182.840 | 17.288 | 2.777.896 | 14.924 | 2.826.915 | 350 | 53.033 | 15.274 | 2.879.948 |

- e) Al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, la cartera en cobranza judicial y protestada es, es la siguiente:

| Cartera protestada y en cobranza judicial | Saldo al | | Saldo al | |
|--|--------------------|----------------|--------------------|---------------|
| | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
| | Número de clientes | Monto M\$ | Número de clientes | Monto M\$ |
| Documentos por cobrar protestados | 10 | 5.037 | 7 | 1.674 |
| Documentos por cobrar en cobranza judicial | 32 | 241.866 | 12 | 12.379 |
| Totales | 42 | 246.903 | 19 | 14.053 |

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

| Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro | Corriente y no corriente M\$ |
|---|------------------------------|
| Saldo al 01 de enero de 2011 | 134.986 |
| Aumentos (disminuciones) del período | 1.906 |
| Montos castigados | (2.899) |
| Saldo al 31 de diciembre 2011 | 133.993 |
| Aumentos (disminuciones) del período | 234.385 |
| Montos castigados | (41.420) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2012 | 326.958 |

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2012 y 2011, es el siguiente:

| Provisiones y castigos | Saldo al | |
|--------------------------------|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
| Provisión cartera no repactada | 222.926 | (11.190) |
| Provisión cartera repactada | 11.459 | 3.101 |
| Castigos del período | (41.420) | 7.096 |
| Totales | 192.965 | (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 2012, es el siguiente:

| Accionistas | Serie Unica | Total | Participación |
|---------------------------------------|--------------|--------------|----------------|
| Sociedad Austral de Electricidad S.A. | 7.637 | 7.637 | 99,90% |
| Empresa Eléctrica 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

| RUT | Sociedad | Origen | Descripción de la transacción | Plazo de la transacción | Naturaleza de la relación | Moneda | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
|----------------|---|--------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|--------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
| | | | | | | | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | No Corriente M\$ |
| 88272600-2 | EMPRESA ELÉCTRICA DE AYSÉN S.A. | Chile | Recuperación de gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | Ch\$ | 921 | | 219 | |
| 77683400-9 | SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACIÓN Y ENERGÍA CHILE S.A. | Chile | Recuperación de gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | Ch\$ | 272 | | | |
| 76073164-1 | EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A. | Chile | Recuperación de gastos | Menos de 90 días | Matriz | Ch\$ | 2.967 | | | |
| 96701470-2 | SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A. | Chile | Recuperación de gastos | Menos de 90 días | Matriz Común | Ch\$ | 32.213 | | 685 | |
| Totales | | | | | | | 36.373 | - | 904 | - |

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

| RUT | Sociedad | Origen | Descripción de la transacción | Plazo de la transacción | Naturaleza de la relación | Moneda | 31/12/2012 | | 31/12/2011 | |
|----------------|---|--------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|--------|------------------|------------------|----------------|------------------|
| | | | | | | | Corriente M\$ | No Corriente M\$ | Corriente M\$ | 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\$ | 73.295 | | 13.679 | |
| 76073162-5 | SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. | Chile | Compra materiales | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 290.422 | | 30.390 | |
| 76073162-5 | SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. | Chile | Prestamos en cuenta corriente | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 450.000 | | 510.736 | |
| 76073162-5 | SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. | Chile | Dividendos | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 407.591 | | 206.569 | |
| 76073164-1 | EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. | Chile | Dividendos | Menos de 90 días | Matriz | CH\$ | 427 | | 216 | |
| 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 | |
| 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\$ | 707 | | 13.764 | |
| Totales | | | | | | | 1.222.442 | - | 979.074 | - |

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

| RUT | Sociedad | País de origen | Naturaleza de la Relación | Descripción de la Relación | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|--------------|---------------------------------------|----------------|---------------------------|--|----------------|----------------|
| 76073162-5 | SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. | Chile | MATRIZ | Compra-venta de energía | 23.351 | 9.312 |
| 76073162-5 | SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. | Chile | MATRIZ | Intereses Préstamo en cuenta corriente | (47.279) | (63.450) |
| 96.701.470-2 | SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. | Chile | MATRIZ COMUN | Peajes (Recargos) | | (16.177) |
| 96.701.470-2 | SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. | Chile | MATRIZ COMUN | Compra-venta de energía | | - |
| 99.528.750-1 | SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A. | Chile | MATRIZ COMUN | Peajes (Recargos) | (6.856) | (29.810) |
| 99.528.750-1 | SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A. | Chile | MATRIZ COMUN | Compra-venta de energía | | - |
| 76073164-1 | EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. | Chile | MATRIZ COMUN | Compra-venta de energía | (5.218) | (3.581) |

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012 se efectuó la renovación del Directorio, eligiendo como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Robert Mah, designándose en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas.

Al 31 de diciembre de 2012 el Directorio está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai.

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 2012 y 2011 son los siguientes:

| Director | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 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 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai 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 recibieron su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2012 y 2011, son las siguientes:

| Director | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|------------------------------|-------------------|-------------------|
| Pedro Pablo Errázuriz | - | 53 |
| Iván Díaz-Molina | 1.356 | 1.199 |
| Jorge Lesser García-Huidobro | 1.356 | 1.310 |
| Totales | 2.712 | 2.562 |

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

7 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2012:

| Clases de inventario | Bruto M\$ | Neto Realizable M\$ | Provisión M\$ |
|---|----------------|------------------------|------------------|
| Materiales de operación y mantenimiento | 182.160 | 181.872 | 288 |
| Existencias retail | 4.635 | 4.564 | 71 |
| Totales | 186.795 | 186.436 | 359 |

Al 31 de diciembre de 2011:

| Clases de inventario | Bruto M\$ | Neto Realizable M\$ | Provisión M\$ |
|---|----------------|------------------------|------------------|
| Materiales de operación y mantenimiento | 154.362 | 153.688 | 674 |
| Existencias retail | 1.025 | 1.025 | - |
| Totales | 155.387 | 154.713 | 674 |

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un ingreso de M\$315 para el período 2012 y un ingreso de M\$87 para el período 2011.

| Movimiento Provisión | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2011 M\$ |
|----------------------|-------------------|-------------------|
| Provisión año | (315) | (87) |
| Totales | (315) | (87) |

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

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

| Inventarios utilizados durante el período según gasto | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2011 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Materias primas y consumibles utilizados | 128.362 | 74.630 |
| Otros gastos por naturaleza (*) | 75.076 | 158.204 |
| Total | 203.438 | 232.834 |

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$636.021 (M\$146.339 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$0 (M\$4.711 en 2011).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

| | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|------------------------------|-------------------|-------------------|
| Impuesto renta por recuperar | 48.411 | 140.958 |
| Crédito activo fijo | 20.103 | 18.382 |
| Crédito Sence | 3.180 | 2.200 |
| Totales | 71.694 | 161.540 |

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

| | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---------------------|-------------------|-------------------|
| Iva Débito fiscal | 152.297 | 104.702 |
| Impuesto a la renta | 246.986 | 311 |
| Totales | 399.283 | 105.013 |

9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

| Activos intangibles neto | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|--------------------------|-------------------|-------------------|
|--------------------------|-------------------|-------------------|

| | | |
|---|---------------|---------------|
| Activos intangibles identificables, neto | 25.290 | 25.724 |
| Servidumbres | 24.351 | 24.351 |
| Software | 939 | 1.373 |

| Activos intangibles bruto | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---------------------------|-------------------|-------------------|
|---------------------------|-------------------|-------------------|

| | | |
|--|---------------|---------------|
| Activos intangibles identificables, bruto | 26.085 | 26.085 |
| Servidumbres | 24.351 | 24.351 |
| Software | 1.734 | 1.734 |

| Amortización activos intangibles | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|
|----------------------------------|-------------------|-------------------|

| | | |
|---|--------------|--------------|
| Activos intangibles identificables | (795) | (361) |
| Servidumbres | - | - |
| Software | (795) | (361) |

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 2012 y 2011 son los siguientes:

| Movimiento año 2012 | | Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto | Servidumbres neto | Activos Intangibles, neto |
|---|--------------------------|---|-------------------|---------------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2012 | | 1.373 | 24.351 | 25.724 |
| Movimiento | Adiciones | - | - | - |
| | Retiros | - | - | - |
| | Gastos por amortización | (434) | - | (434) |
| | Total movimientos | (434) | - | (434) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2012 | | 939 | 24.351 | 25.290 |

| 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 |

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 2012 y 2011:

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 15.575.575 | 14.058.958 |
| Construcción en Curso | 2.000.276 | 494.322 |
| Planta y Equipo | 13.550.614 | 13.533.655 |
| Equipamiento de Tecnologías de la Información | 10.899 | 14.831 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 1.258 | 1.573 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo | 12.528 | 14.577 |

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 19.875.985 | 17.806.743 |
| Construcción en Curso | 2.000.276 | 494.322 |
| Planta y Equipo | 17.816.632 | 17.250.545 |
| Equipamiento de Tecnologías de la Información | 20.764 | 20.768 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 4.485 | 4.485 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo | 33.828 | 36.623 |

| Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|---|--------------------|--------------------|
| Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo | (4.300.410) | (3.747.785) |
| Planta y Equipo | (4.266.018) | (3.716.890) |
| Equipamiento de Tecnologías de la Información | (9.865) | (5.937) |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | (3.227) | (2.912) |
| Otros | (21.300) | (22.046) |

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el período 2012 y 2011, es el siguiente:

| Movimiento año 2012 | Construcción en Curso | Terrenos | Edificios, Neto | Equipamiento de Tecnologías de la | Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto | Vehículos de Motor, Neto | Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto | Propiedades, Planta y Equipo, Neto |
|---|--------------------------|----------|-----------------|--|---|--------------------------------|---|--|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2012 | 494.322 | - | - | 14.831 | 1.573 | - | 14.577 | 13.533.655 |
| Adiciones | 1.505.954 | | | | | | | 589.039 |
| Retiros | | | | | | | | (22.285) |
| Gastos por depreciación | | | | (3.932) | (315) | | (2.049) | (549.795) |
| Total movimientos | 1.505.954 | - | - | (3.932) | (315) | | (2.049) | 16.959 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2012 | 2.000.276 | - | - | 10.899 | 1.258 | - | 12.528 | 13.550.614 |

| Movimiento año 2011 | Construcción en Curso | Terrenos | Edificios, Neto | Equipamiento de Tecnologías de la | Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto | Vehículos de Motor, Neto | Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto | Propiedades, Planta y Equipo, Neto |
|---|--------------------------|----------|-----------------|--|---|--------------------------------|---|--|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2011 | 1.009.945 | - | - | 17.965 | 1.997 | - | 17.910 | 12.839.727 |
| 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 |

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\$40.105 al 31 de diciembre 2012 y a M\$11.699 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$40.825 al 31 de diciembre 2012 y a M\$37.202 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 2012 y 2011, es el siguiente:

| Gasto por Impuesto a las Ganancias | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|---|-------------------|-------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Gasto por impuestos corrientes | 319.505 | 79.250 |
| Otro gasto por impuesto corriente | 132 | 115 |
| Gasto por impuestos corrientes, neto, total | 319.637 | 79.365 |
| Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias | 119.172 | 16.962 |
| Otro gasto por impuesto diferido | | |
| Gasto por impuestos diferidos, neto, total | 119.172 | 16.962 |
| Gasto por impuesto a las ganancias | 438.809 | 96.327 |

- 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 2012 y 2011, es la siguiente:

| CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|---|-------------------|-------------------|
| Utilidad Antes de Impuestos | 1.798.867 | 785.609 |
| (Gasto) por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%) | (359.773) | (157.122) |
| Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles | 361 | 396 |
| Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente | (17.352) | (8.949) |
| Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente | 10.855 | (781) |
| Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR. | 50 | - |
| Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores | 5.011 | (5.914) |
| Corrección monetaria tributaria del Patrimonio | 43.965 | 80.136 |
| Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales | (121.926) | (4.093) |
| Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal | (79.036) | 60.795 |
| (Gasto) por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva | (438.809) | (96.327) |
| Tasa Impositiva Efectiva | 24,39% | 12,26% |

Con fecha 27 de diciembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630 que aprueba la "Reforma Tributaria", cuyo objetivo principal es recaudar fondos para financiar la reforma a la educación, entre otros aspectos.

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo periodo los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos, cuyo efecto neto en resultado ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuestos a las ganancias de M\$ 121.793 al 31 de diciembre de 2012.

11.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

| Diferencia temporal | Activos por Impuestos | | Pasivos por Impuestos | |
|--|-----------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
| Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo | - | - | 919.076 | 749.251 |
| Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio | 770 | 512 | - | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables | 65.392 | 23.381 | - | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones | 4.592 | 3.509 | - | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia | 72 | 118 | - | - |
| Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal | 7.228 | 3.448 | - | - |
| Impuestos diferidos Otras Provisiones | 16.078 | 12.511 | - | - |
| Total Impuestos Diferidos | 94.132 | 43.479 | 919.076 | 749.251 |

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación individual en el período 2012 es el siguiente:

| Movimientos impuestos diferidos | Activo M\$ | Pasivo M\$ |
|---|---------------|----------------|
| Saldo al 01 de enero de 2011 | 40.186 | 728.996 |
| Incremento (decremento) | 3.293 | 20.255 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2011 | 43.479 | 749.251 |
| Incremento (decremento) | 50.653 | 169.825 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2012 | 94.132 | 919.076 |

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 la sociedad 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 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. 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 "Ley Corta I" y "Ley Corta II", respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N°20.571 conocida como la "Ley Net Metering" que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como "Ley de Concesiones" el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la "Ley de Carretera Eléctrica", que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

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. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad de distribución no esperan cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

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

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

Para fines de 2013 se espera se publique en el diario oficial un nuevo decreto de SSAA que rija por los próximos cuatro años, cuyo proceso está recién comenzando.

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 contratos, 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 la Sociedad, 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. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad, su matriz Saesa y la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 – diciembre 2014.

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 años (2013 – 2014).

12.2 Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

12.2.1 Tipo de cambio

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

12.2.2 Variación UF

De los ingresos netos de la Sociedad, más de 80% 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 IPP. Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

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 de 2012, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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 e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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 venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 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 | 15% | 33% |
| 181 a 270 | 38% | 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 realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

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 31/12/12 | Préstamos y cuentas por cobrar M\$ | Total M\$ |
|--|---------------------------------------|------------------|
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar | 2.654.624 | 2.654.624 |
| Cuentas por cobrar a empresas relacionadas | 36.374 | 36.374 |
| Efectivo y efectivo equivalente al efectivo | 338.911 | 338.911 |
| Total | 3.029.909 | 3.029.909 |

| Activos financieros al 31/12/11 | 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 | 3.354.527 | 3.354.527 |

b) Pasivos Financieros

| Pasivos financieros al 31/12/12 | Préstamos y cuentas por pagar M\$ | Total M\$ |
|--|--------------------------------------|------------------|
| Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar | 1.234.818 | 1.234.818 |
| Cuentas por pagar a empresas relacionadas | 1.222.442 | 1.222.442 |
| Total | 2.457.260 | 2.457.260 |

| Pasivos financieros al 31/12/11 | 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 |

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 31.12.2012 | Valor Libro M\$ | Valor Justo M\$ |
|--|--------------------|--------------------|
| Inversiones mantenidas al costo amortizado: | | |
| Efectivo en caja | 103.496 | 103.496 |
| Saldo en Bancos | 96.969 | 96.969 |
| Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes | 2.495.246 | 2.495.246 |

| Pasivos Financieros - al 31.12.2012 | Valor Libro M\$ | Valor Justo M\$ |
|---|--------------------|--------------------|
| Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado: | | |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.234.818 | 1.234.818 |

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) 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) 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 2012 y 2011, es el siguiente:

| Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar | Corrientes | |
|--|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
| Proveedores por compra de energía | 1.036.943 | 1.580.429 |
| Cuentas por pagar bienes y servicios | 131.689 | 285.723 |
| Cuentas por pagar instituciones fiscales | 5.720 | 5.536 |
| Otras cuentas por pagar | 60.466 | 33.408 |
| Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.234.818 | 1.905.096 |

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 2012 y 2011, es el siguiente:

| Otras provisiones a corto plazo | Corriente | |
|--------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
| Otras provisiones (Multas y Juicios) | 21.951 | 49.379 |
| Totales | 21.951 | 49.379 |

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2012 y 2011, es el siguiente:

| Movimientos en provisiones | Por reclamaciones legales |
|--|---------------------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2012 | 49.379 |
| Movimientos en provisiones | |
| Provisiones adicionales | 1.307 |
| Incremento (decremento) en provisiones existentes. | (1.904) |
| Reversos de provisión no utilizada. | (26.831) |
| Otro incremento (decremento) | - |
| Total movimientos en provisiones | (27.428) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2012 | 21.951 |

| 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 2012 y 2011, es el siguiente:

| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados | Corriente | |
|---|---------------|---------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| | M\$ | M\$ |
| Vacaciones del personal (costo vacaciones) | 22.965 | 18.969 |
| Provisión por beneficios anuales | 64.531 | 44.458 |
| Totales | 87.496 | 63.427 |

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2012 y 2011, es el siguiente:

| Movimientos en provisiones | Por beneficios a los empleados |
|--|--------------------------------|
| Saldo inicial al 01 de enero de 2012 | 63.427 |
| Movimientos en provisiones | |
| Incremento (decremento) en provisiones existentes. | 51.975 |
| Provisión utilizada | (27.906) |
| Reversos de provisión no utilizada. | - |
| Otro incremento (decremento) | - |
| Total movimientos en provisiones | 24.069 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2012 | 87.496 |

| 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 2012 y 2011, es el siguiente:

| | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|--------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Indemnizaciones por años de servicio | 48.834 | 38.183 |
| Totales | 48.834 | 38.183 |

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el período 2012 y 2011, es el siguiente:

| Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados | M\$ |
|---|---------------|
| Saldo inicial al 1 de enero de 2011 | 31.425 |
| Provisión del período | 6.758 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2011 | 38.183 |
| Provisión del período | 10.651 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2012 | 48.834 |

- c) Hipótesis actuariales utilizadas

| | |
|--|-----------------------|
| Tasa de descuento (real) | 4,05% |
| Tasa esperada de incrementos salariales (real) | 1,50% |
| Tablas de mortalidad | RV 2009 H / RV 2009 M |
| Tasa de rotación | 2,50% |
| Edad de retiro | 65 H / 60 M |

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 | Etapas Procesales | Monto M\$ |
|----------------|----------------------------|---------------|---|-----------------------------------|------------------|
| LUZ OSORNO | 2° Juzgado Civil de Osorno | C-81-2012 | Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con Luz Osorno y Otra) | Proceso pendiente en 1° instancia | 64.405 |

Al 31 de diciembre de 2012, 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 valoración 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. 1183 de fecha 21.02.2012 | SEC | Calidad de suministro | Judicializada | 2.895 |
| Multas pendientes de resolución de años anteriores | | | | | |
| Empresa | Resolución y fecha | Organismo | Concepto | Estado | Monto comprometido M\$ |
| LUZ OSORNO | Res. Ex. 103 DRX de fecha | SEC | Instrucciones no cumplidas. | Judicializada | 8.041 |

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

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 2012 y 2011, es el siguiente:

| Otros pasivos no financieros corrientes | Saldo al | |
|--|----------------|----------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| | M\$ | M\$ |
| Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR) | 312.607 | 125.626 |
| Otras obras de terceros | 136.119 | 38.578 |
| Total otros pasivos no financieros corrientes | 448.726 | 164.204 |

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 2.14.2

16 Patrimonio

16.1 Patrimonio neto de la Sociedad

16.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 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 26 de abril de 2012 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010, lo que significó la distribución de M\$300.000.

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.

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 2012 M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2011 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 2012 y 2011, son los siguientes:

| | Utilidad líquida distributable acumulada M\$ | Ajustes de primera Adopción no realizados M\$ | Ganancia (pérdida acumulada) M\$ |
|--|---|--|-------------------------------------|
| Saldo Inicial al 1/01/2012 | 2.516.915 | 427.763 | 2.944.678 |
| Tranferencia y otros cambios | 23.265 | (23.265) | - |
| Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora | 1.360.058 | - | 1.360.058 |
| Reverso provisión y pago de dividendo año anterior | (93.216) | - | (93.216) |
| Provisión dividendo mínimo del año | (408.017) | - | (408.017) |
| Saldo final al 31/12/2012 | 3.399.005 | 404.498 | 3.803.503 |

La utilidad distributable del ejercicio 2012, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2012, esto es M\$ 1.360.058.

| | Utilidad líquida distributable acumulada M\$ | Ajustes de primera Adopción no realizados M\$ | Ganancia (pérdida acumulada) M\$ |
|--|---|--|-------------------------------------|
| Saldo Inicial al 1/01/2011 | 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 31/12/2011 | 2.516.915 | 427.763 | 2.944.678 |

La utilidad distributable del ejercicio 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$ 689.282.

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 2012 y 2011, es el siguiente:

| Ingresos de Actividades Ordinarias | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|---|-------------------|-------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Venta de Energía | 10.663.715 | 11.571.429 |
| Ventas de energía | 10.663.715 | 11.571.429 |
| Otras Prestaciones y Servicios | 291.122 | 219.376 |
| Apoyos | 17.044 | 11.741 |
| Arriendo de medidores | 31.248 | 26.964 |
| Cortes y reposición | 56.445 | 48.992 |
| Pagos fuera de plazo | 151.656 | 98.212 |
| Otros | 34.729 | 33.467 |
| Total Ingresos de Actividades Ordinarias | 10.954.837 | 11.790.805 |

| Otros Ingresos, por naturaleza | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|--|-------------------|-------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Otros Ingresos | | |
| Construcción de obras y trabajos a terceros | 269.876 | 177.809 |
| Venta de materiales y equipos | 48.256 | 21.132 |
| Arrendamientos | 33.364 | 22.811 |
| Intereses créditos y préstamos | 3.053 | 6.271 |
| Ingresos por venta al detalle de productos y servicios | 89.375 | 60.833 |
| Otros Ingresos | 66.168 | 44.798 |
| Total Otros ingresos, por naturaleza | 510.092 | 333.654 |

18 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

| Materias primas y consumibles utilizados | Saldo al | |
|--|------------------|------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
| | M\$ | M\$ |
| Compras de energía y peajes | 7.404.482 | 9.294.872 |
| Compra de materiales | 128.362 | 76.294 |
| Totales | 7.532.844 | 9.371.166 |

19 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

| Gastos por beneficios a los empleados | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|---------------------------------------|----------------|----------------|
| | M\$ | M\$ |
| Remuneraciones y bonos | 335.150 | 267.050 |
| Provisión costo de vacaciones | 3.996 | 4.090 |
| Otros costos de personal | 34.882 | 29.659 |
| Indemnización por años de servicios | 10.651 | 14.835 |
| Activación costo de personal | (40.825) | (37.202) |
| Totales | 343.854 | 278.432 |

20 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

| Depreciación y Amortización | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|-------------------------------|----------------|----------------|
| | M\$ | M\$ |
| Depreciaciones | 556.091 | 511.464 |
| Amortizaciones de intangibles | 434 | 361 |
| Totales | 556.525 | 511.825 |

21 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2012 y 2011, es el siguiente:

| Otros Gastos por Naturaleza | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|--|------------------|------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Operación y mantención sistema eléctrico | 540.920 | 741.953 |
| Mantención medidores, ciclo comercial | 190.340 | 142.891 |
| Operación vehículos, viajes y viáticos | 989 | 1.046 |
| Provisiones y castigos | 219.839 | 30.353 |
| Gastos de administración | 80.375 | 78.357 |
| Otros gastos por naturaleza | 212.080 | 152.752 |
| Total Otros Gastos por Naturaleza | 1.244.543 | 1.147.352 |

22 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

| Ingresos Financieros | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|--|---------------|---------------|
| | M\$ | M\$ |
| Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes | 20.122 | 24.492 |
| Total Ingresos Financieros | 20.122 | 24.492 |

| Costos Financieros | 31/12/2012 | 31/12/2011 |
|---------------------------------|----------------|-----------------|
| | M\$ | M\$ |
| Gastos por préstamos bancarios | | |
| Otros Gastos Financieros | (49.159) | (66.714) |
| Activación Gastos financieros | 40.105 | 11.699 |
| Total Costos Financieros | (9.054) | (55.015) |

| | | |
|---|----------------|-----------------|
| Resultado por unidades de reajuste | 4.538 | 7.128 |
| Diferencias de cambio | - | (39) |
| Positivas | | |
| Negativas | - | (39) |
| Total Costos Financieros | (4.516) | (47.926) |
| Total Resultado Financiero | 15.606 | (23.434) |

23 Hechos Posteriores

En el periodo comprendido entre el 01 de enero de 2013 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 2012 y 2011, 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 2012 son las siguientes según beneficiario relevante:

| Empresa que entrega garantía | | Activos comprometidos | | Total M\$ | Fecha Liberación | | | |
|------------------------------|--------------------------------|-----------------------|--------|--------------|-------------------|-------|------|---------|
| Nombre | Relación | Tipo de garantía | Moneda | | Diciembre 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
| Luz Osorno | Garantiza obra en construcción | Boleta de garantía | Pesos | 151.035 | - | - | - | 151.035 |
| Luz Osorno | Garantiza obra en construcción | Boleta de garantía | UF | 6.396 | 3.198 | 3.198 | - | - |
| Totales | | | | 157.431 | 3.198 | 3.198 | - | 151.035 |

26 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad no ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas para garantizar el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar o anticipos.

27 Moneda Extranjera

| ACTIVOS | Moneda extranjera | Moneda funcional | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
|--|------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | |
| Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes | U.F. | Peso chileno | 4.189 | 3.186 |
| TOTAL ACTIVOS CORRIENTES | | | 4.189 | 3.186 |
| ACTIVOS NO CORRIENTE | | | | |
| Cuentas por Cobrar No Corrientes | U.F. | Peso chileno | 28.481 | 18.949 |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | | | 28.481 | 18.949 |
| TOTAL ACTIVOS | | | 32.670 | 22.135 |
| PASIVOS | Moneda extranjera | Moneda funcional | 31/12/2012 M\$ | 31/12/2011 M\$ |
| PASIVOS CORRIENTES | | | | |
| TOTAL PASIVOS CORRIENTES | | | - | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | | |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | | | - | - |
| TOTAL PASIVOS | | | - | - |

Análisis Razonado
Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Al 31 de diciembre de 2012

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

| | Dic-12 MM\$ | Dic-11 MM\$ | Diferencia MM\$ | Variación % |
|-----------------------------------|------------------------|------------------------|----------------------------|------------------------|
| Activos Corrientes | 3.138 | 3.602 | (464) | (13%) |
| Activos No Corrientes | 15.855 | 14.203 | 1.652 | 12% |
| Total Activos | 18.993 | 17.805 | 1.188 | 7% |
| Pasivos Corrientes | 3.415 | 3.266 | 149 | 5% |
| Pasivos No Corrientes | 968 | 788 | 180 | 23% |
| Patrimonio | 14.610 | 13.751 | 859 | 6% |
| Total Pasivos y Patrimonio | 18.993 | 17.805 | 1.188 | 7% |

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 1.188 respecto de diciembre de 2011, explicado principalmente por una disminución en los Activos Corrientes de MM\$ 464 y un aumento en los Activos No Corrientes por MM\$ 1.652.

La variación negativa que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente por menores saldos de los ítems Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes de MM\$ 410.

El incremento en los Activos No Corrientes, se explica principalmente por el aumento del ítem Propiedades, Plantas y Equipos (MM\$ 1.517), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, producto del crecimiento del número de clientes y las ventas de energía.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 329 respecto de diciembre de 2011, explicado por un aumento en los Pasivos Corrientes de MM\$ 149, y en los Pasivos No Corrientes de MM\$ 180.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica por mayores saldos en los rubros:

- a) Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de MM\$ 243 por mayor provisión de dividendo mínimo.
- b) Pasivos por Impuestos Corrientes de MM\$ 294 por mayor provisión de impuesto a la renta por pagar.
- c) Otros Pasivos No Financieros Corriente (MM\$ 285), producto principalmente de aportes recibidos para la construcción de obras con financiamiento de terceros y FNDR.

Todo lo anterior, compensado parcialmente por una disminución de Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$ 670, principalmente por menores costo de la energía comprada.

El incremento de los Pasivos No Corrientes, se explica principalmente por el aumento en Pasivo por Impuestos Diferidos (MM\$ 170), producto de un incremento en la tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20%, según la Ley N°20.630 ("Reforma Tributaria") aprobada el 27 de septiembre de 2012. Este cambio implicó un aumento de impuesto diferido por las diferencias de base financiera y tributaria del activo fijo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$ 859, respecto de diciembre de 2011, explicado por el aumento de las Ganancias (pérdidas) acumuladas durante el ejercicio 2012.

Principales Indicadores:

| | | Unidad | Dic-12 | Dic-11 | Var. % |
|------------------------|---|--------|---------|--------|---------|
| Liquidez | Liquidez Corriente (1) | Veces | 0,9 | 1,1 | (16,7%) |
| | Razón Ácida (2) | Veces | 0,9 | 1,1 | (18,1%) |
| Endeudamiento | Deuda / Patrimonio Neto (3) | Veces | 0,3 | 0,3 | 1,8% |
| | Cobertura Gastos Financieros (4) | Veces | 260,4 | 24,1 | 978,6% |
| Composición de pasivos | Deuda CP / Deuda Total (5) | % | 77,9% | 80,6% | -3,3% |
| | Deuda LP / Deuda Total (6) | % | 22,1% | 19,4% | 13,6% |
| Actividad | Inversiones en activo fijo | MM\$ | 2.063 | 815 | 153,1% |
| | Rotación de inventarios (7) | Veces | 12,4 | 4,6 | 167,4% |
| | Permanencia de inventarios (8) | Días | 30 | 79 | (62,5%) |
| | Rotación de cuentas por cobrar (9) | Días | 65,8 | 72,5 | (9,2%) |
| Rentabilidad | Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (10) | % | 9,59% | 5,05% | 90,0% |
| | Rentabilidad del Activo (anualizado) (11) | % | 7,39% | 3,86% | 91,5% |
| | Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (12) | % | 12,06% | 5,84% | 106,5% |
| | Utilidad por acción (13) | \$ | 177.902 | 90.161 | 97,3% |

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(2) Razón Ácida:

$$= \frac{\text{Activos Corrientes} - \text{Inventarios Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes}}$$

(3) Deuda / Patrimonio:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Total Patrimonio}}$$

(4) Cobertura Gastos Financieros:

$$= \frac{\text{Resultado Bruto de Explotación*}}{\text{Costos Financieros}}$$

* Corresponde al presentado, en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida) de este Análisis Razonado.

(5) Deuda CP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(6) Deuda LP / Deuda Total:

$$= \frac{\text{Pasivos No Corrientes}}{\text{Pasivos Corrientes} + \text{Pasivos No Corrientes}}$$

(7) Rotación de Inventarios:

$$= \left(\frac{\text{Inversión Total **}}{(\text{Inventarios Corrientes actual} + \text{Inventarios Corrientes año anterior}) / 2} \right) \times \left(\frac{366 \text{ días}}{\text{días acum. año}} \right)$$

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2012 la Sociedad presenta MM\$45 en inversiones con subsidios (FNDR), mientras que el 2011 considera solo inversiones propias.

(8) Permanencia de Inventarios:

$$= \left(\frac{1}{\text{Rotación de Inventarios}} \right) \times 366$$

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1,19} \right) \times 360$$

(10) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior}) / 2}$$

(11) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior}) / 2}$$

(12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación *}}{(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(13) Utilidad por acción:

$$= \frac{\text{Utilidad Sociedad (en pesos)}}{\text{Total número de acciones}}$$

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

| | Dic-12 | Dic-11 | Diferencia | Variación |
|--|---------------|---------------|-------------------|------------------|
| | MM\$ | MM\$ | MM\$ | % |
| Ingresos de explotación | 11.465 | 12.124 | (659) | (5%) |
| Materias primas y consumibles utilizados | (7.533) | (9.371) | 1.838 | (20%) |
| Margen de contribución | 3.932 | 2.753 | 1.179 | 43% |
| Gasto por Beneficio a los Empleados | (344) | (278) | (66) | 24% |
| Otros gastos por naturaleza | (1.244) | (1.147) | (97) | 8% |
| Resultado bruto de explotación | 2.344 | 1.328 | 1.016 | 77% |
| Gasto por Depreciación y Amortización | (557) | (512) | (45) | 9% |
| Resultado de explotación | 1.787 | 816 | 971 | 119% |
| Resultado Financiero | 16 | (24) | 40 | (167%) |
| Otras Ganancias (Pérdidas) | (4) | (7) | 3 | 0% |
| Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto | 1.799 | 785 | 1.014 | 129% |
| Gasto por Impuestos a las Ganancias | (439) | (96) | (343) | 357% |
| Ganancia (Pérdida) | 1.360 | 689 | 671 | 97% |

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$ 971, lo que se explica por un mayor margen de contribución (MM\$1.179), a causa de un aumento en el margen de distribución de MM\$ 982 producto del crecimiento de ventas físicas de energía.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$ 40 con respecto del ejercicio anterior, debido a una mayor activación de gasto financiero.



3) Gasto por Impuestos a las Ganancias

Producto del aumento de la tasa de impuesto de primera categoría de 17% a 20%, según Reforma Tributaria aprobada en Septiembre 2012, la Sociedad reconoció un mayor cargo a resultados por impuesto a las ganancias de MM\$ 121.

4) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012, obtuvo utilidades por MM\$ 1.360 lo que implicó un aumento de MM\$ 671 respecto de diciembre de 2011.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

| Flujo de Efectivo | Dic-12 MM\$ | Dic-11 MM\$ | Diferencia MM\$ | Variación % |
|---------------------------------|----------------|----------------|--------------------|----------------|
| de la Operación | 2.791 | 1.675 | 1.116 | 67% |
| de la Inversión | (2.417) | (929) | (1.488) | 160% |
| de Financiación | (408) | (1.039) | 631 | (61%) |
| Flujo neto del período | (34) | (293) | 259 | (88%) |
| Variación en la tasa de cambio | (1) | - | (1) | - |
| Incremento (disminución) | (35) | (293) | 258 | (88%) |
| Saldo Inicial | 374 | 667 | (293) | (44%) |
| Saldo Final | 339 | 374 | (35) | (9%) |

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 339, menor en un 9% respecto de diciembre de 2011.

El incremento del flujo neto respecto del ejercicio anterior, se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por mayores ingresos netos (EBITDA) en el periodo.
- 2) Mayor flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión, producto de mayores compras de propiedades, planta y equipo respecto del año anterior.
- 3) Menor flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación, originado por menores Préstamos a entidades relacionadas y menor pago de dividendo respecto al año anterior.



IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2012 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 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.

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 “Ley Corta I” y “Ley Corta II”, respectivamente.

En marzo de 2012, se publica la Ley N°20.571 conocida como la “Ley Net Metering” que fomenta la generación distribuida residencial, lo cual no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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, en el Congreso se tramitan proyectos de ley conocidos como “Ley de Concesiones” el cual modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de éstas y la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

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. Actualmente se encuentra en la

Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad de distribución no esperan cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

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

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

Para fines de 2013 se espera se publique en el diario oficial un nuevo decreto de SSAA que rija por los próximos cuatro años, cuyo proceso está recién comenzando.

c) Contrato 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 contratos, 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 la Sociedad, 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. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, la Sociedad, su matriz Saesa y la relacionada Frontel, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 – diciembre 2014.

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 años (2013 – 2014).

2) Riesgos Financieros

Los flujos de la Sociedad, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo.

La administración de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de modo mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

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

2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos netos de la Sociedad, más de 80% 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 IPP. Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

2.3) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.



La administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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.

2.4) Riesgo Liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). 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.

2.5) Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 a 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 | 15% | 33% |
| 181 a 270 | 38% | 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 realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (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 Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.