



Reporte Anual 2013

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	4
Visión Corporativa	6
Identificación de la Sociedad	7
Antecedentes Relevantes	8
Estructura de Propiedad	9
Propiedad y Control	10
Gobierno Corporativo	10
Directorio	11
Administración	12
Estructura Organizativa	14
Marcha de la Empresa	15
Línea de Tiempo	19
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	22
Actividades de la Sociedad	25
Factores de Riesgo	28
Gestión Financiera	32
Información Financiera	34
Hechos Relevantes	35

Declaración de Responsabilidad	36
Estados Resumidos	37
Estados Financieros	39

Carta del Presidente del Directorio

Estimados accionistas, clientes, autoridades, colaboradores, proveedores e inversionistas,

Ponemos a su disposición la memoria anual del ejercicio 2013 del Grupo Saesa, donde presentamos una relación de los resultados financieros obtenidos por la Compañía, y también los principales hechos, obras, hitos y actividades desarrolladas durante el periodo.

Con sede central en la ciudad de Osorno, Región de Los Lagos, la compañía eléctrica con operación en generación, transmisión y distribución, ha mantenido su firme compromiso con las comunidades que atiende, no sólo en el mejoramiento de la calidad de servicio, sino también en su integración con las comunidades locales y su apoyo al desarrollo regional.

Al compromiso de servicio de la Compañía con los habitantes de las comunas que atiende, comprobado a través de la mejora progresiva de sus indicadores de calidad de suministro, se suma la relación abierta, transparente y permanente que desempeña en la atención de sus usuarios.

Durante los años recientes, con énfasis en 2013, ha consolidado la implementación de canales de contacto más eficientes y amigables, a través de la incorporación de nuevas tecnologías y cobertura en oficinas, medios de pago y uso de redes sociales. Así lo confirmó el Ranking Anual de Empresas Eléctricas desarrollado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, donde las 4 distribuidoras elevaron su calificación técnica y la valoración de los usuarios en la encuesta de percepción.

En cuanto a obras de inversión en generación, con gran orgullo en el mes de abril y con la presencia del Ministro de Energía, Edelayen entregó a la Región de Aysén, la Central Hidroeléctrica de Pasada Monreal, de 3 MW de generación limpia y renovable, que permitirá a la región disminuir el uso de combustibles fósiles para su abastecimiento.

Otra de las obras significativas del periodo, fue la anhelada puesta en servicio de la línea de transmisión en 220 kV hacia Chiloé, que permitirá robustecer y elevar la calidad de suministro eléctrico a los más de 170.000 habitantes del archipiélago. La concreción de este proyecto, llevó a la empresa a enfrentar grandes desafíos en materia de concesiones y servidumbres.

A través del consorcio formado por Saesa y Chilquinta, la empresa se adjudicó adicionalmente la construcción de 2 nuevos proyectos troncales por US\$75 millones: Melipilla - Rapel y Lo Aguirre - Melipilla, expandiendo su territorio de operación a otras regiones del país, sumando así, 4 proyectos de transmisión troncal.

La seguridad de las personas continua siendo un objetivo intransable en la operación del Grupo Saesa y sus empresas contratistas, toda vez que el trabajo en redes energizadas y los desplazamientos que a diario las brigadas deben realizar para asegurar la continuidad del servicio, se transforman en un riesgo que la Compañía busca enfrentar incansablemente. En este marco es que se dio el vamos a la campaña Estoy Seguro, que entrega directrices para efectuar un trabajo seguro.

En desarrollo de personas, la Compañía mantiene su propósito de contribuir al crecimiento de sus empleados y contratistas. Fue así, que tuvo la mayor participación nacional en el Programa de Certificación de Competencias Laborales, que permitió validar las capacidades técnicas de técnicos electricistas, en una iniciativa conjunta con la Asociación de Empresas Eléctricas.

Un hito importante fue que por primera vez la compañía participó en el ranking de mejores empresas para trabajar en Chile, logrando instalarse entre las 50 mejores, de acuerdo a los resultados promocionados por Great Place to Work.

El compromiso de respaldo al desarrollo de las regiones donde Frontel, Saesa y Edelayen mantienen operación, ha motivado la implementación de programas que permitan no sólo entregar recursos, sino buscar una contribución y relación de mayor plazo. Es así que en 2013, se implementó el Programa de Liceos Eléctricos, a través del cual la Compañía proveyó de materiales y equipos a establecimientos educacionales con programas de formación de técnicos electricistas. Asimismo aportó conocimientos mediante capacitación impartida por los trabajadores, muchos de ellos ex alumnos de los liceos. Para 2014 el programa espera aumentar al triple la cobertura de establecimientos y alumnos.

El programa Conexión de Sedes Sociales y la campaña A la escuela con Energía, también formaron parte importante y transversal en toda la zona de cobertura, de las acciones de responsabilidad social corporativa.

Para la empresa, el 2013 fue un año histórico en términos económicos, que además de superar la previsión en cuanto a utilidades, permitió ejecutar el mayor plan de inversión de la historia en renovación de instalaciones, mejoramiento de calidad de servicio, conexión de pequeñas centrales de generación (PMGD) construcción y puesta en operación de subestaciones y robustecimiento del sistema. Todo ello necesario para satisfacer adecuadamente las necesidades de abastecimiento eléctrico de 760 mil clientes, distribuidos en 5 regiones del sur de Chile.

En el ámbito financiero, en el mes de agosto, la Sociedad colocó exitosamente un bono por UF 3.000.000, experimentando una demanda de 1,6 veces, mostrando la credibilidad y confianza que el mercado local tiene de la Compañía.

En las páginas siguientes, les invito a conocer con mayor detalle las actividades que las empresas que conforman el Grupo Saesa desarrollaron durante 2013, las que son fruto del compromiso de nuestros accionistas principales, Ontario Teachers' Pension Plan Board y Alberta Investment Management Corp, así como también de los 900 trabajadores y más de 3000 contratistas.

Cordialmente,



Iván Díaz-Molina
Presidente

Visión Corporativa

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	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaesa.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades	N° 116
Informantes	
Fecha Inscripción Registro de Entidades Informantes	09/05/2010
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vta N° 35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

Antecedentes Relevantes

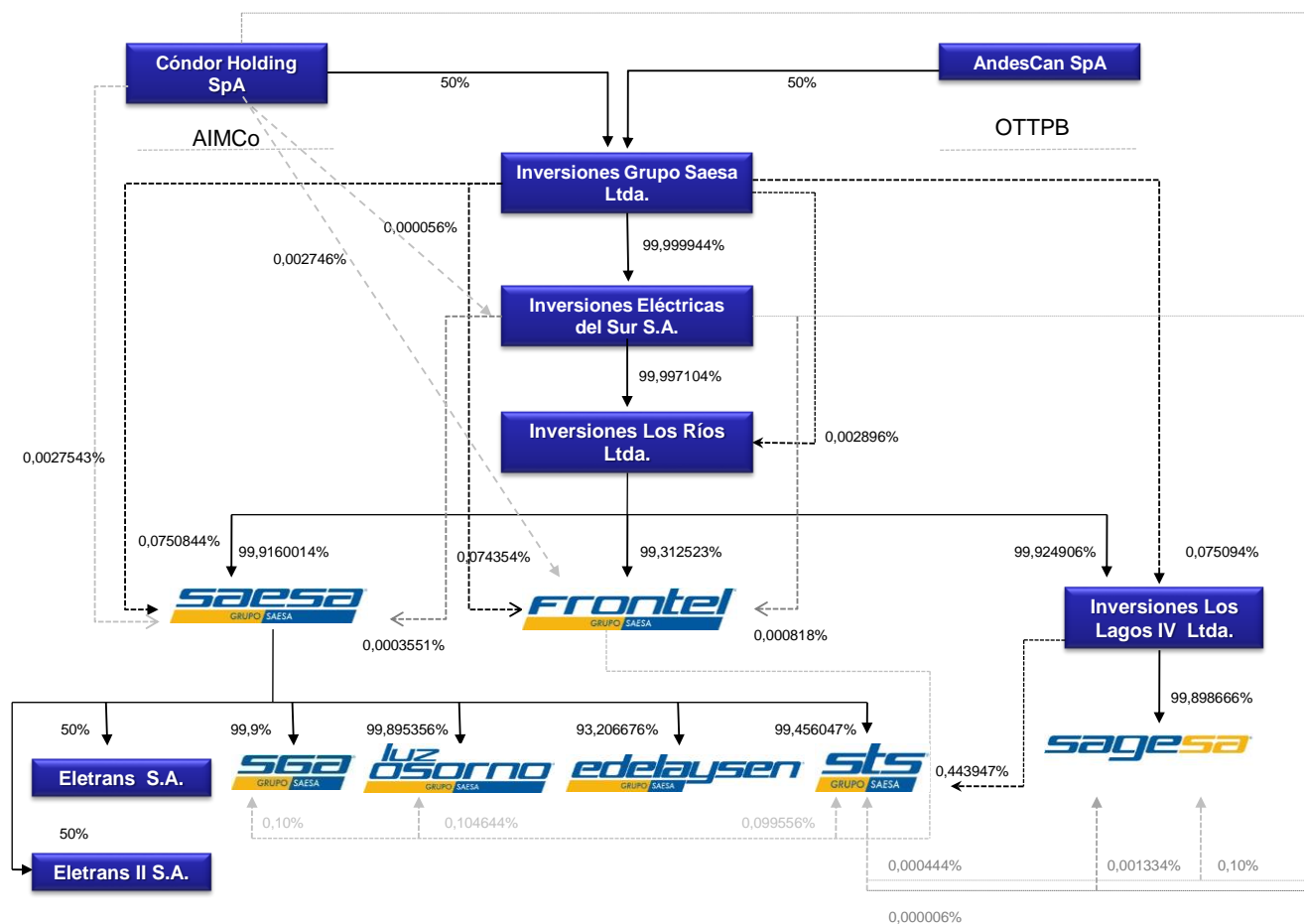
Antecedentes Financieros	MM\$	MM\$
	2013	2012
Ingresos	13.184	11.465
Margen Bruto	4.560	3.932
Ganancia	1.864	1.362
Activos	20.004	18.993
Pasivos	4.088	4.383
Patrimonio	15.916	14.610
Inversiones	825	2.042
EBITDA	2.845	2.347

Cifras Operacionales

	2013	2012
Venta de Energía (GWh)	125	122
Clientes (Miles)	20	19
Trabajadores	26	23
Líneas MT (km)	3.728	3.608
Líneas BT (km)	653	629
MVA Instalados (MT/BT)	58	66

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2013 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.

Gobierno Corporativo

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de esta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

Los accionistas de la Sociedad se reúnen en Juntas Ordinarias y Extraordinarias de Accionistas. Las primeras se celebran una vez al año, dentro del primer cuatrimestre, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento. Las segundas pueden celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir cualquier materia que la ley o los estatutos de la Sociedad entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas.

La Sociedad cuenta con un Manual de Adquisición o Enajenación de Valores y Manejo y Divulgación de Información de Interés para el Mercado, cuya última versión fue aprobada por el Directorio de la Sociedad con fecha 28 de enero de 2010 y se encuentra disponible en el sitio web de la Sociedad.

Directorio

Presidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Vicepresidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Directores	Juzar Pirbhai/ Bachiller en Letras con mención en Economía/ Extranjero
	Stacey Purcell / Ingeniero Comercial / Extranjera
	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

En el año 2013 el Directorio de la Sociedad se compone de ocho integrantes y la duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Durante los últimos dos años, el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

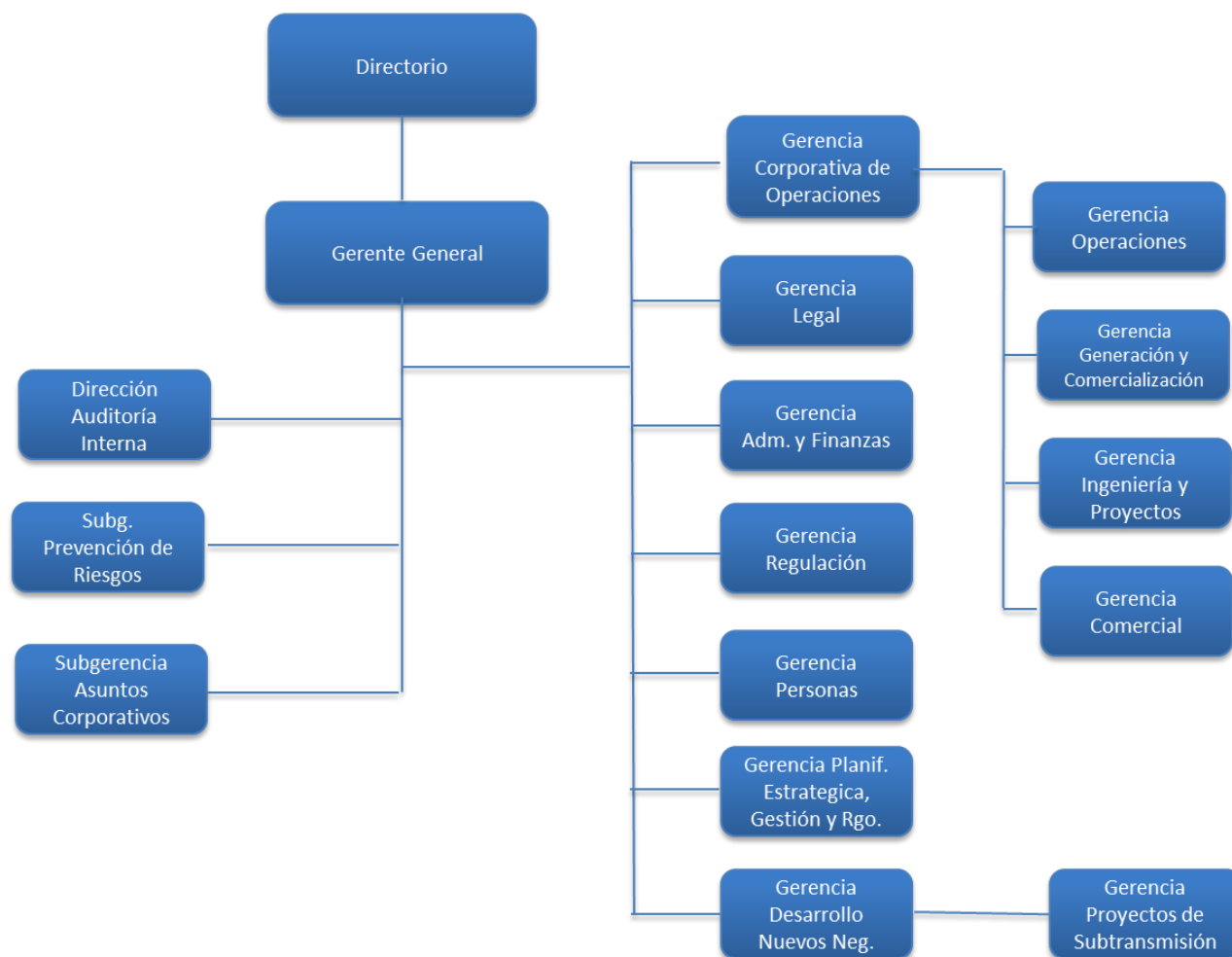
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha cesación
Iván Díaz-Molina	14.655.033-9	Ingeniero Civil	Presidente	08/05/2013	-
Jorge Lesser G.	6.443.633-3	Ingeniero Civil	Vicepresidente	08/05/2013	-
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30/04/2013	-
Juan Ignacio Parot B.	7.011.905-6	Ingeniero Civil Industrial	Director titular	30/04/2013	-
Waldo Fortín Cabezas	4.556.889-k	Abogado	Director titular	30/04/2013	-
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30/04/2013	-
Ben Hawkins	Extranjero	Maestría en Administración de Empresas	Director titular	30/04/2013	-
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	Director titular	30/04/2013	-
Olivia Steedman	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	26/04/2012	30/04/2013
Robert Mah	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	26/04/2012	12/09/2012

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial Rut 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado Rut 8.955.392-K / Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 1 de enero 2013
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial Rut 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo Nuevos Negocios	Jason James / Ingeniero Civil Rut 14.734.860-6 / Fecha nombramiento 5 de agosto de 2013
Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Subgerente Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 1 de enero de 2009
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 1 de julio de 2012

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

La Sociedad, es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y las siguientes son las actividades más relevantes realizadas durante el año:

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

En 2013, la Sociedad se integró como empresa socia a la Red Prohumana, iniciando así el desarrollo de un importante plan de acción, tendiente no sólo a evaluar la contribución real de las iniciativas en desarrollo en la Compañía para sus públicos internos y externos, sino también para consolidar una política de responsabilidad social corporativa, que guíe transversalmente las actividades de la empresa en la búsqueda de una gestión empresarial socialmente responsable.

La participación en el Ranking Nacional de RSE, permitió identificar y validar las iniciativas que la empresa realiza en todos los ámbitos de desempeño sobre esta materia; vale decir, gobierno corporativo, empleados, proveedores y contratistas, comunidad, clientes, relaciones trisectoriales y medioambiente; confirmando el desarrollo de buenas prácticas en todos los aspectos.

El Grupo Saesa ha definido como focos de responsabilidad social hacia la comunidad, la educación y el deporte, desarrollando en ambos objetivos programas de apoyo y formación, orientados a contribuir al desarrollo de las regiones donde mantiene operación.

RSE - COMUNIDAD

Programa “conexión de sedes sociales”

Este programa, implementado durante el 2013, permitió dotar de suministro eléctrico a sedes sociales de las 5 regiones de operación de la Compañía, a través de fondos concursables y postulación abierta a las organizaciones sociales.

Su objetivo es contribuir a la conectividad, desarrollo y fortalecimiento de las juntas de vecinos, entendiendo que la sede social constituye un permanente punto de encuentro de los vecinos y eje fundamental de la reunión, gestión y organización de sus acciones. Interacciones que resultan posteriormente en avances para el bienestar de su comunidad.

En su primer año de desarrollo, este programa conectó 13 sedes en las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Lagos y Aysén, e inició las acciones para dotar de electricidad a otras 10.

Campaña “A la Escuela con Energía”

En su tercer año de realización, esta campaña que se extiende entre marzo y mayo -periodo de inicio del año escolar- benefició a 36 escuelas en 25 comunas. Su finalidad es aportar al proceso educativo de niños, principalmente de sectores rurales y vulnerables, a través de la entrega de equipamiento audiovisual para su establecimiento.

Libsur, Liga de Baloncesto del Sur

El campeonato de básquetbol Libsur, es el campeonato formativo más importante del país, y que cumplió en 2013, 15 años ininterrumpidos. Este torneo fomenta la práctica del baloncesto en niños y jóvenes del sur de Chile, los cuales conforman en gran parte las selecciones chilenas menores.

Este programa es un espacio de fomento del deporte y la vida sana, además es formador de nuevos deportistas y una plataforma que impulsa a los basquetbolistas destacados.

En 2013, participaron más de 1.000 niños y jóvenes. Un total de 15 clubes provenientes de 12 comunas de 3 regiones del sur del país.

Corridas familiares

Estas actividades se desarrollan junto a los municipios, logrando convocar a centenares de corredores profesionales y amateur, que hacen una fiesta deportiva que por única vez en el año llega hasta las comunas más pequeñas, con alto nivel de vulnerabilidad social.

Su principal objetivo, es llevar a las comunas un evento deportivo de carácter recreativo gratuito, masivo y familiar, impulsando el deporte y la vida sana.

RSE - NUESTRAS PERSONAS

Grupo Saesa, “Great Place To Work”

Por primera vez, la Compañía participó en el ***Ranking Great Place To Work***, con un muy buen resultado al quedar nominado entre las 50 mejores empresas para trabajar en Chile. Sin duda un orgullo para la empresa y sus trabajadores.

La Gerencia de Personas desarrolla anualmente el “Saesa Activo”, cuyo objetivo es fortalecer el ambiente de trabajo, buscando conciliar la vida laboral y personal a través de numerosos beneficios para los empleados, como la tarde libre el día de cumpleaños, horario diferenciado (invierno/verano), visita de los hijos a las instalaciones, gimnasia laboral y actividades de camaradería, entre otros.

En términos de capacitación, durante el 2013 se invirtió en perfeccionar a trabajadores y contratistas, con programas de formación y desarrollo, capacitaciones técnicas y de seguridad. Además, de cursar estudios de pre y post grado, gracias a becas y financiamiento directo otorgado por la empresa a través del Programa Crece, en su noveno año de implementación.

Se destaca la entrega de distinciones de excelencia académica a los hijos de los trabajadores, la celebración masiva del Día del Trabajador, la premiación al mejor empleado por zona, la celebración de Fiestas Patrias y la celebración de la Navidad con un beneficio especial para los contratistas.

Como cada año, en noviembre se realizó en Pucón la versión 53 de las Olimpiadas del Grupo Saesa, encuentro especialmente producido para los trabajadores y sus cónyuges, quienes disfrutaron de un fin de semana de competencias deportivas, entretenimiento y camaradería. Durante esta actividad se reconoció a trabajadores por sus años de servicio.

Por segundo año consecutivo se certificó a linieros, validándoles para su desempeño en redes eléctricas, a través del Programa de Certificación de Competencias Laborales realizado en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G..

RSE - COMPROMETIDOS CON EL MEDIOAMBIENTE

Generación residuos peligrosos

En el transcurso del 2013, la generación de residuos peligrosos siguió siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medioambiente. Es por ello que permaneció la coordinación y gestión desde las diferentes instalaciones, principalmente centrales generadoras. Para este fin, se cuenta con transporte autorizado para el traslado de residuos peligrosos, y su disposición final en recintos especialmente destinados y autorizados para ello.

Generación por tipo de residuos:

TIPO DE DESECHO (TONELADAS)	
Sólidos	120,5
Líquidos	147,9
Equipos en desuso (transformadores, condensadores)	268,4

Apoyo y auspicio en ferias escolares

La Compañía participó y auspició la cuarta versión de la ECOFERIA Escolar de Reciclaje y Medio Ambiente, que se efectuó en el centro comunitario de Frutillar los días 7 y 8 de noviembre, participando de forma activa en charlas y presentación de stand, con el fin de apoyar los esfuerzos que se realizan a nivel comunal y escolar respecto a avanzar en los temas de sustentabilidad.

PASION POR EL CLIENTE - Parte de nuestro AND

Las actividades desarrolladas en el año 2013 orientadas al cliente, se focalizaron en dos objetivos:

- **optimar el nivel de servicio al cliente**, mejorando los tiempos y ampliando la gama de canales de atención y optimizando la infraestructura de cara al cliente, y
- **revisión de los procesos comerciales**, tales como lectura de medidores, corte y reposición de servicios, reparto de boletas, entre otros.

Mejora en tiempo de respuesta a presentaciones

Durante el año 2013, se cumplió la meta de disminuir en un 50% los tiempos de respuesta a los reclamos de los clientes con respecto al año 2008. Esto, no es menos complejo, considerando el cambio registrado en la sociedad local, que evidencia un alza importante en la cantidad de reclamos efectivos.

El proceso de respuesta a reclamos, denominados “presentaciones” en el sector eléctrico, ha visto una mejora continua aplicada al proceso, lo que ha permitido estandarizar las respuestas, automatizar y acelerar de manera importante este trabajo.

Durante 2013, la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), modificó el procedimiento de atención de reclamos de clientes disconformes con las respuestas de las distribuidoras. Fue así como se creó la Unidad de Experiencia del Cliente, en donde la SEC atiende centralizadamente los requerimientos de los clientes de todo Chile, entregando respuestas estandarizadas a los consumidores. Esto implicó una modificación en la estructura

de atención de reclamos de las empresas del Grupo Saesa, y una capacitación en los sistemas informáticos que SEC habilitó para este evento.

Nueva Oficina Virtual del Grupo Saesa

Otro de los hitos destacables del 2013, fue la habilitación del portal web de clientes denominado “Oficina Virtual”. Este nuevo canal de atención, permite al cliente realizar una serie de transacciones de autoservicio tales como: obtener una copia de su boleta, consulta de sus consumos históricos, solicitar un requerimiento comercial o hacer un reclamo, modificar sus datos personales, solicitar el despacho de su boleta vía correo electrónico, pagar la o las cuentas pendientes en forma electrónica.

Call Center amplía sus servicios

Se comenzó a incorporar nuevos procesos de atención comercial a los canales no presenciales. Así por ejemplo, un cliente puede solicitar a través de call center, el envío de un certificado relacionado a su servicio y recibirlo en su correo electrónico, o gestionar el cambio de su despacho postal, sin necesidad de acudir personalmente a las oficinas.

Otro de los aspectos innovadores, fue la creación de indicadores destinados a mejorar la atención y la información hacia los clientes, con el fin de lograr su satisfacción a través de la rapidez de la atención en terreno, de la información oportuna y de calidad.

SEGURIDAD - Valor Intransable

Con el lanzamiento de la Campaña “Estoy Seguro”, la Sociedad inició una nueva era en lo que a seguridad se refiere, involucrando a trabajadores de empresa y contratistas.

Poniendo énfasis en un mensaje de carácter positivo, esta campaña tiene como objetivo establecer un control real para efectuar labores de manera segura en todas y cada una de las acciones que se relacionan con la Compañía. El programa contempla actividades y tareas específicas para evitar accidentes.

Esta campaña fue presentada además en cada una de las zonales por los ejecutivos de la Compañía, quienes invitaron a todos los trabajadores propios y de empresas contratistas a ponerse la camiseta de “Estoy Seguro”, que considera intervenciones lúdicas y de trabajo para todo el 2014.

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, adquieren la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

2009: Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$830 millones.

2010: Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.

Luz Osorno en conjunto con su Matriz Saesa y su relacionada Edelaysen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

2011: La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones

Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

2012: En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.

2013: Mejora en índices de calidad de servicio.

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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, 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 filial 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.

Generación Eléctrica

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

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

- Mercado de los grandes clientes:*** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:*** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:*** Pertenecen a este segmento 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.

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.

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.

a) *Clientes regulados*

Pertenecen actualmente a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada no superior a 2 MW.

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.

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.

Debido al escenario actual, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como uno de los procesos denominado 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Por lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 y además impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 al 2025, cuya adjudicación se fijó para agosto 2014.

En el ejercicio 2013 se efectuaron inversiones por \$825 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

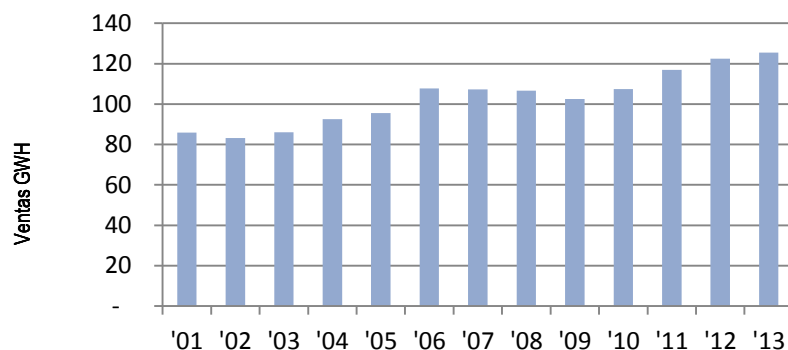
Luz Osorno representa un 2,7% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

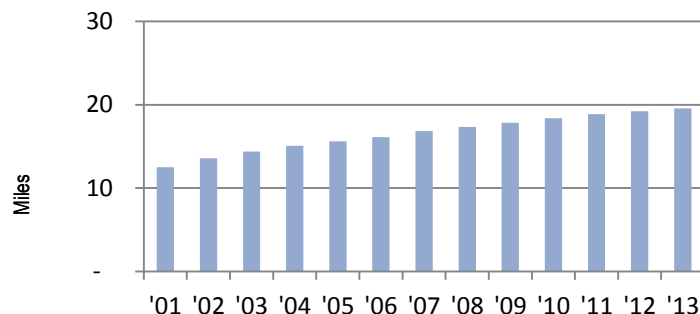
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2013 alcanzaron a 125 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 20 mil clientes.



Concesiones

Para el desarrollo de su negocio, la Sociedad cuenta con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República.

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales ubicados dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, la Sociedad tiene el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de

uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

Por otro lado, la concesión impone a su titular la obligación de dar servicio eléctrico a quien lo solicite dentro de su zona de concesión, bajo las condiciones establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento. La calidad del servicio eléctrico que debe prestar el concesionario, corresponde a los estándares normales establecidos en la ley, su reglamento y normas técnicas pertinentes, acorde con las tarifas que el concesionario tiene derecho a cobrar por este servicio, las que son fijadas cada cuatro años por decreto del Ministerio de Energía, mediante fórmulas que representan el costo de los recursos utilizados por los usuarios a nivel de generación-transporte y distribución.

Las concesiones de que es titular la Sociedad, han sido otorgadas por la autoridad competente, por orden del Presidente de la República, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2013, Luz Osorno tiene 25 decretos y 4.360 km² de superficie asociada a su zona de concesión.

Proveedores y Clientes principales

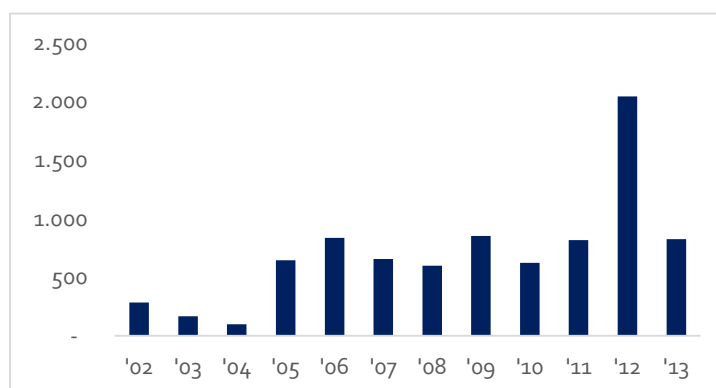
Durante el ejercicio 2013, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje), cada uno con más del 10% de representatividad en la Sociedad y su matriz.

Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de la distribuidora.

Inversiones

La Sociedad realiza un plan quinquenal de inversiones, que contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Saesa y sus filiales para el próximo periodo bordea los MM\$ 175, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2013 fue de aproximadamente \$ 825 millones.



Propiedades e Instalaciones

Las principales propiedades e instalaciones de Luz Osorno son Plantas y Equipo, principalmente conformada por postes y conductores, ubicadas en las distintas localidades de la Provincia de Osorno.

Factores de Riesgo

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 expuesto la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

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 que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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. Por otra parte, también durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

Hasta fines del 2013, en el Congreso se tramitaban dos proyectos de ley conocidos como 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 y también la “Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos”, que permitirá a la Autoridad promover este tipo de proyectos.

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.

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. 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. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayson, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (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. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección ante la Corte de Apelaciones respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

A la espera de la publicación del mencionado decreto, se están realizando las modificaciones a los módulos de cálculo tarifario con los nuevos parámetros para permitir una rápida implementación de los nuevos precios. Asimismo, periódicamente se revisa la conveniencia de ofrecer servicios en los que los precios fijados por la Autoridad no permitan cubrir los costos reales de su prestación.

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 quedó 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.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 que afectó a la empresa Campanario S.A. y que finalmente terminó en su incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, la SEC emitió su 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, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por 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 realizara 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. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno, junto a otras empresas cooperativas, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente 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.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se fijó para Agosto de 2014.

La Sociedad permanentemente actualiza sus proyecciones de demanda para suministro de clientes regulados, considerando la información de demanda mensual real. En función de lo anterior, se establecen los requerimientos para ser licitados en los distintos procesos instruidos por la Comisión. Adicionalmente, monitorea las condiciones de las demás empresas distribuidoras que eventualmente puedan requerir de los excedentes generados por otros contratos de suministro, o bien de los excedentes que otras empresas puedan poner a disposición de las empresas que presentan un déficit de abastecimiento.

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 un año muy seco 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 virtud de lo anterior, resulta relevante que la Sociedad pueda estimar lo antes posible un escenario de déficit de suministro, para realizar las acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

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, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios y del cuales a la fecha aún no todos han sido publicados. 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, considerando instalaciones y una organización de tamaño mínimo para la prestación de los servicios tarifados y no necesariamente ajustado a lo existente.

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 2013 asciende a M\$ 1.863.723.

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos 3 años son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 12	30/05/11	75.997	2010
Final N° 13	25/05/12	39.241	2011
Final N° 14	29/05/13	53.370	2012

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 15 de \$243.783,29431001 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.13. Este dividendo representa un 100% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 1.863.723.

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 2013 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 2013 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	10.557.505
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.805.763
Otras reservas	248.136
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	14.611.404

Directorio

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	Año 2013	Año 2012
Jorge Lesser G.	1.438	1.356
Iván Díaz M.	1.438	1.356
Total	2.876	2.712

Durante el año 2013 y 2012, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2013 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

Los Directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad.

Ejecutivos principales

La Sociedad no tiene ejecutivos contratados directamente por ella durante el ejercicio 2013.

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 provincia 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, la Sociedad posee pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. La principales coberturas contratadas son de responsabilidad civil para las operaciones y daños físicos, perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. La vigencia de los seguros en general es de 12 meses.

Hechos Relevantes

Durante el año 2013, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 10 de abril, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2013 y proponer el pago de un dividendo final de \$53.370,48317855 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril, se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiendo como Directores por un periodo de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

Con fecha 8 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Declaración de Responsabilidad

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad respectiva y debidamente facultados para ello, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



Iván Díaz-Molina / RUT:14.655.033-9
Presidente



Jorge Lesser / RUT: 6.443.633-3
Vicepresidente



Juzar Pirbhai / Extranjero
Director



Waldo Fortín / RUT: 4.556.889-K
Director



Juan Ignacio Parot / RUT: 7.011.905-6
Director



Ben Hawkins / Extranjero
Director



Stacey Purcell / Extranjera
Director



Kevin Roseke / Extranjero
Director



Francisco Alliende / RUT: 6.379.874-6
Gerente General

Estados Resumidos

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	4.043.827	3.138.162
Activos No Corrientes	15.960.291	15.854.375
Total Activos	20.004.118	18.992.537

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.096.189	3.414.716
Pasivos No Corrientes	991.919	968.274
Total Pasivos	4.088.108	4.382.990
Total Patrimonio Neto	15.916.010	14.609.547
Total Patrimonio Neto y Pasivos	20.004.118	18.992.537

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Margen Bruto	4.559.814	3.932.085
Ganancia Antes de Impuesto	2.270.779	1.801.692
Impuesto a las Ganancias	(407.056)	(439.374)
Ganancia	1.863.723	1.362.318

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.635.819	2.790.795
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(989.868)	(2.416.574)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(520.842)	(408.015)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-	(1.007)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.125.109	(34.801)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	338.911	373.712
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	1.464.020	338.911

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2013 y 2012)

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	14.609.547	13.750.722
Cambios en Patrimonio	1.306.463	858.825
Saldo Final Periodo Actual	15.916.010	14.609.547

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 2013 y 2012 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.

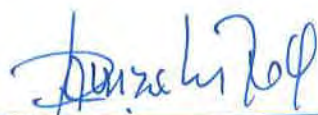
Opinión

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 2013 y 2012 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 18, 2014

Concepción, Chile



René González L.

Rut: 12.380.681-6

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	1.464.020	338.911
Otros activos no financieros corrientes		7.837	9.502
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	5	2.336.995	2.495.246
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6	2.149	36.373
Inventarios corrientes	7	179.836	186.436
Activos por Impuestos corrientes, corriente	8	52.990	71.694
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.		4.043.827	3.138.162
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		4.043.827	3.138.162
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	93.597	159.378
Activos intangibles distintos de la plusvalía	9	24.857	25.290
Propiedades, planta y equipo	10	15.753.144	15.575.575
Activos por impuestos diferidos	11	88.693	94.132
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		15.960.291	15.854.375
TOTAL ACTIVOS		20.004.118	18.992.537

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13	1.180.782	1.234.818
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6	1.020.515	1.222.442
Otras provisiones corrientes	14	24.904	21.951
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	8	321.269	399.283
Otros pasivos no financieros corrientes	15	459.390	448.726
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	14	89.329	87.496
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		3.096.189	3.414.716
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		3.096.189	3.414.716
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos	11	941.429	919.076
Otros pasivos no financieros no corrientes		364	364
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	14	50.126	48.834
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		991.919	968.274
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	16	10.557.505	10.557.505
Ganancias acumuladas	16	5.110.369	3.805.763
Otras Reservas	16	248.136	246.279
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		15.916.010	14.609.547
Participaciones No Controladoras		-	-
TOTAL PATRIMONIO		15.916.010	14.609.547
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		20.004.118	18.992.537

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(En miles de pesos – M\$)

Estado Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	NOTA	01/01/2012 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	17	12.348.670	10.954.837
Otros ingresos, por Naturaleza	17	835.072	510.092
Materias Primas y Consumibles Utilizados	18	(8.623.928)	(7.532.844)
Gastos por Beneficios a los Empleados	19	(378.381)	(341.029)
Gasto por Depreciación y Amortización	20	(610.537)	(556.525)
Otros Gastos por Naturaleza	21	(1.336.643)	(1.244.543)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(2.383)	(3.902)
Ingresos Financieros	22	32.727	20.122
Costos Financieros	22	(161)	(9.054)
Diferencias de Cambio	22	599	0
Resultados por Unidades de Reajuste	22	5.744	4.538
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		2.270.779	1.801.692
Gasto por Impuestos a las Ganancias	11	(407.056)	(439.374)
Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas		1.863.723	1.362.318
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		1.863.723	1.362.318
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	16	1.863.723	1.362.318
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras			
Ganancia (pérdida)		1.863.723	1.362.318
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	243,7833	178,1973
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción		
Ganancia (pérdida) por Acción Básica	\$/acción	243,7833	178,1973

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2013 al	01/01/2012 al
		31/12/2013	31/12/2012
		M\$	M\$
Ganancia (Pérdida)		1.863.723	1.362.318
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	14	2.321	(2.825)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		2.321	(2.825)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con beneficios a los empleados de otro resultado integral	11	(464)	565
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(464)	565
Otro Resultado Integral		1.857	(2.260)
Resultado Integral Total		1.865.580	1.360.058

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

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\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2013	10.557.505	-	-	-	-	-	(2.260)	248.539	246.279	3.805.763	14.609.547	-	14.609.547
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	-	-	-	-	-	(2.260)	248.539	246.279	3.805.763	14.609.547	-	14.609.547
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										1.863.723	1.863.723		1.863.723
Otro resultado integral							1.857		1.857		1.857		1.857
Resultado integral											1.865.580		1.865.580
Dividendos										(559.117)	(559.117)		(559.117)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios											-		-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios											-		-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	1.857	-	1.857	1.304.606	1.306.463	-	1.306.463
Saldo Final al 31/12/2013	10.557.505	-	-	-	-	-	(403)	248.539	248.136	5.110.369	15.916.010	-	15.916.010

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\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas 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)										1.362.318	1.362.318		1.362.318
Otro resultado integral							(2.260)		(2.260)	(2.260)	(2.260)		(2.260)
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	-	-	-	-	-	-	(2.260)	-	(2.260)	861.085	858.825	-	858.825
Saldo Final al 31/12/2012	10.557.505	-	-	-	-	-	(2.260)	248.539	246.279	3.805.763	14.609.547	-	14.609.547

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Estados de Flujos de Efectivos Directos
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$	01/01/2012 al 31/03/2012 M\$
Rujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		14.626.695	14.908.037
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		14.624.391	14.904.595
Otros cobros por actividades de operación		2.304	3.442
Clases de pagos		(11.831.963)	(12.159.939)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(10.921.626)	(11.374.993)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(447.608)	(502.163)
Otros pagos por actividades de operación		(462.729)	(282.783)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(158.913)	42.697
Rujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		2.635.819	2.790.795
Rujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(201.602)	-
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(820.928)	(2.436.696)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		32.662	20.122
Rujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(989.868)	(2.416.574)
Rujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		1.032.591	1.630.000
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(1.282.591)	(1.690.736)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		143.843	-
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	16	(408.017)	(300.000)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(6.668)	(47.279)
Rujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(520.842)	(408.015)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		1.125.109	(33.794)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		-	(1.007)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		-	(1.007)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		1.125.109	(34.801)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		338.911	373.712
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	5	1.464.020	338.911

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio.....	10
2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas.....	11
2.1. Principios contables.....	11
2.2 Nuevos pronunciamientos contables.....	11
2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	12
2.4 Período cubierto.....	13
2.5 Bases de preparación.....	13
2.6 Moneda funcional.....	13
2.7 Bases de conversión.....	14
2.8 Compensación de saldos y transacciones.....	14
2.9 Propiedades, planta y equipo.....	14
2.10 Activos intangibles.....	15
2.10.1 Servidumbres.....	15
2.10.2 Programas informáticos.....	16
2.10.3 Costos de investigación y desarrollo.....	16
2.11 Deterioro de los activos.....	16
2.12 Instrumentos financieros.....	17
2.12.1 Activos financieros no derivados.....	17
2.12.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	17
2.12.3 Pasivos financieros no derivados.....	17
2.12.4 Instrumentos de patrimonio.....	18
2.13 Inventarios.....	18
2.14 Otros pasivos no financieros.....	18
2.14.1 Ingresos diferidos.....	18
2.14.2 Subvenciones estatales.....	18
2.14.3 Obras en construcción para terceros.....	18
2.15 Provisiones.....	18
2.16 Beneficios a los empleados.....	19
2.17 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	19
2.18 Impuesto a las ganancias.....	19
2.19 Reconocimiento de ingresos y gastos.....	20
2.20 Ganancias por acción.....	20
2.21 Dividendos.....	20
2.22 Estado de flujos de efectivo.....	21
3. Regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	21
3.1 Generación eléctrica.....	21
3.2 Transmisión y subtransmisión.....	22
3.3 Distribución.....	23
3.4 Marco regulatorio.....	24
3.4.1 Aspectos generales.....	24
3.4.2 Ley Corta I.....	24
3.4.3 Ley Corta II.....	26
3.4.4 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	26
4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	28
5 Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar.....	28
6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	32
7 Inventarios.....	34
8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes.....	35
9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía.....	35
10 Propiedades, planta y equipos.....	37
11 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	39
11.1 Impuesto a la renta.....	39
11.2 Impuestos diferidos.....	40
12 Política de Gestión de Riesgos.....	40
12.1 Riesgo de negocio.....	40
12.1.1 Riesgo Regulatorio.....	41

12.2 Riesgo financiero	44
12.2.1 Tipo de cambio	44
12.2.2 Variación UF	44
12.2.3 Tasa de interés	44
12.2.4 Riesgo de liquidez	44
12.2.5 Riesgo de crédito	44
12.2.6 Instrumentos financieros por categoría	46
12.2.7 Valor Justo de instrumentos financieros	47
13 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	48
14 Provisiones	48
14.1 Provisiones corrientes	48
14.1.1 Otras Provisiones corrientes	48
14.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados	49
14.2 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados	49
14.3 Juicios y multas	51
14.3.1 Juicios	51
14.3.2 Multas	52
15 Otros Pasivos No Financieros Corrientes	52
16 Patrimonio	53
16.1 Patrimonio neto de la Sociedad	53
16.1.1 Capital suscrito y pagado	53
16.1.2 Dividendos	53
16.1.3 Otras Reservas	53
16.1.4 Ganancias Acumuladas	54
16.2 Gestión de capital	54
16.3 Restricciones a la disposición de fondos	54
17 Ingresos	55
18 Materias Primas y Consumibles Utilizados	55
19 Gastos por Beneficios a los Empleados	56
20 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	56
21 Otros Gastos Por Naturaleza	57
22 Resultado Financiero	57
23 Hechos Posteriores	58
24 Medio Ambiente	58
25 Garantías Comprometidas con Terceros	58
26 Cauciones Obtenidas de Terceros	58
27 Moneda Extranjera	58

COMPAÑIA ELÉCTRICA OSORNO S.A.**Notas a los Estados Financieros**

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012

(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 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 18 de marzo de 2014. 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 2013:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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
NIC 27 (2011), Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 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
NIIF 1, Adopción por Primera Vez de IFRS – Préstamos gubernamentales.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
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
Mejoras Anuales Ciclo 2009 – 2011 – Modificaciones a cinco NIIFs	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
CINIF 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

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido impactos 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 aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	El IASB no ha establecido fecha de aplicación obligatoria.
Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	
Fecha de aplicación obligatoria	
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
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
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014

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.

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.

- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el 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 los 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:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Resultados Integrales y de Otros Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Estados de Flujos de Efectivo Directos por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

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 Standard 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 del año. 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 año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada 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 integral.

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:

	31.12.2013	31.12.2012
	\$	\$
Dólar Estadounidense	524,61	479,96
Unidad de Fomento	23.309,56	22.840,75

2.8 Compensación de saldos y transacciones

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

2.9 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la Matriz del Grupo. El monto activado por este concepto ascendió a M\$6.667, al 31 de diciembre de 2013 y a M\$40.105 al 31 de diciembre de 2012.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$40.115 al 31 de diciembre de 2013 y a M\$40.825 al 31 de diciembre de 2012.
- 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 incurrir.

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	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
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 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado costos de investigación; de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el año en que ocurren. Tampoco ha presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejen de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias

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

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 en que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas 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 año 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, 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 implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

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

2.16 Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, largo plazo y beneficios por terminación.

La Sociedad reconoce el importe de los beneficios que ha de pagar por los servicios prestados como un pasivo, el cual es registrado a su valor nominal mediante el método del devengo y presentado bajo el rubro cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y provisiones corrientes por beneficios a los empleados.

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9) multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

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, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del período.

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 3,93% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe total de los pasivos actuariales devengados al cierre del año 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 año, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

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

2.21 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año 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 años.

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 año, 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 y 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 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 las regiones de Aisén y Magallanes. 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. Además, 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 entraron en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es la Dirección de Peajes del CDEC- SIC respectivo.

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 (entre Los Nogales y 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, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año 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.

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:** 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. Este se utiliza para abastecer a clientes libres de la distribuidora o de un generador que usen instalaciones 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. 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) Peajes de subtransmisión:** Estos peajes serán indexados semestralmente en mayo y noviembre, de acuerdo con la publicación de los parámetros por parte de la CNE. Estos peajes dan cuenta del valor por el uso de las instalaciones de subtransmisión requeridas para el suministro de clientes.
- g) Servicios complementarios (SSCC):** 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. A fines de 2012 se publicó en el Diario Oficial el DS N°130 que aprueba el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los SSCC. Al respecto, el CDEC-SIC ha elaborado procedimientos respecto de la remuneración de estos servicios, que han sido discrepados ante el Panel de Expertos por empresas generadoras. Los procedimientos finales estarán sujetos a los respectivos dictámenes que emita el Panel.
- h) Sistemas Medianos (SSMM):** 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") mediante un proceso tarifario realizado cada 4 años que es liderado por la CNE.

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 de aquellas empresas que se encuentren bajo el precio promedio del sistema en un 5%.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados. Esto se conoce como indexación extraordinaria.
- 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. El objetivo general del Ministerio de Energía

es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

- d) Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”):** Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.

4 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	146.283	103.496
Saldo en Bancos	77.343	96.969
Otros instrumentos de renta fija	1.240.394	138.446
Totales	1.464.020	338.911

Los Otros Instrumentos de renta fija corresponden a una cartera de instrumentos de renta fija, tales como fondos mutuos, inferior a tres meses desde la fecha de la inversión, 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.

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. Todos los 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	31/12/2013	31/12/2012
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	1.464.020	338.911
Totales		1.464.020	338.911

5 Cuentas Comerciales Por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	2.026.740		2.074.315	
Otras cuentas por cobrar, bruto	667.529	93.597	747.889	159.378
Totales	2.694.269	93.597	2.822.204	159.378

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	1.931.940		1.790.282	
Otras cuentas por cobrar, neto	405.055	93.597	704.964	159.378
Totales	2.336.995	93.597	2.495.246	159.378

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2013		31/12/2012	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	94.800	-	284.033	-
Otras cuentas por cobrar	262.474	-	42.925	-
Totales	357.274	-	326.958	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados y provisionados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Facturados	1.964.602	2.004.936
Anticipos para importaciones y proveedores	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	-	51.272
Otros	539.789	544.454
No Facturados o provisionados	649.887	700.284
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	(383.584)	(96.901)
Energía en medidores (*)	985.511	762.006
Provisión ingresos por obras	47.960	33.430
Otros	-	1.749
Otros (Cuenta corriente empleados)	79.780	116.984
Totales, Bruto	2.694.269	2.822.204
Provisión deterioro	(357.274)	(326.958)
Totales, Neto	2.336.995	2.495.246

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Convenios de pagos y créditos	150.801	99.508
Cuenta por cobrar proyectos en curso	47.960	84.702
Deudores materiales y servicios	27.457	294.962
Cuenta corriente al personal	79.780	116.984
Otros deudores	361.531	151.733
Totales	667.529	747.889
Provisión deterioro	(262.474)	(42.925)
Totales, Neto	405.055	704.964

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2013 es de M\$ 2.430.592 y al 31 de diciembre de 2012 es de M\$ 2.654.624.

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 2013 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 19.556 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	14.162	18%
Comercial	717	16%
Industrial	182	15%
Agrícola	3.937	47%
Otros	558	5%
Total	19.556	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 2013 y 2012 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	31/12/2013	31/12/2012
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	939.804	661.824
Con vencimiento entre tres y seis meses	32.295	14.174
Con vencimiento entre seis y doce meses	24.737	9.735
Con vencimiento mayor a doce meses	2.436	37.265
Totales	999.272	722.998

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	0%	33%
181 a 270	33%	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.

- d) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2013						Saldo al 31-12-2012					
	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	8.667	1.185.138	183	167.891	8.850	1.353.029	8.919	1.580.588	177	161.422	9.096	1.742.010
Entre 1 y 30 días	6.872	585.149	130	25.030	7.002	610.179	5.329	439.509	73	10.571	5.402	450.080
Entre 31 y 60 días	1.309	214.549	23	2.584	1.332	217.133	1.421	190.087	20	3.064	1.441	193.151
Entre 61 y 90 días	368	113.677	7	926	375	114.603	127	17.734	5	1.923	132	19.657
Entre 91 y 120 días	126	14.703	2	171	128	14.874	46	4.057	-	-	46	4.057
Entre 121 y 150 días	148	14.085	4	377	152	14.462	87	7.563	1	37	88	7.600
Entre 151 y 180 días	60	7.393	6	1.116	66	8.509	52	7.631	2	181	54	7.812
Entre 181 y 210 días	68	7.255	4	307	72	7.562	40	4.210	2	217	42	4.427
Entre 211 y 250 días	53	7.397	2	202	55	7.599	16	1.252	3	669	19	1.921
Más de 250 días	713	301.966	66	5.977	779	307.943	939	342.425	29	4.756	968	347.181
Total	18.384	2.451.312	427	204.581	18.811	2.655.893	16.976	2.595.056	312	182.840	17.288	2.777.896

- e) Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012, la cartera en cobranza judicial y protestada es, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2013		31/12/2012	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	7	16.190	10	5.037
Documentos por cobrar en cobranza judicial	34	210.752	32	241.866
Totales	41	226.942	42	246.903

- 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 2012	133.993
Aumentos (disminuciones) del período	234.385
Montos castigados	(41.420)
Saldo al 31 de diciembre 2012	326.958
Aumentos (disminuciones) del período	236.627
Montos castigados	(206.311)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	357.274

- g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Provisión cartera no repactada	210.498	222.926
Provisión cartera repactada	26.129	11.459
Castigos del período	(206.311)	(41.420)
Recuperos del período	-	-
Totales	30.316	192.965

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 2013, 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	31/12/2013		31/12/2012	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
88272600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-		921	
77683400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	77		272	
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Compra materiales	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	266		-	
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.297		2.967	
96701470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	509		32.213	
Totales							2.149	-	36.373	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2013		31/12/2012	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-		73.295	
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	455.991		290.422	
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-		450.000	
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	558.532		407.591	
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	585		427	
88272600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	Chile	Servicios de recaudación	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.700		-	
99528750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	707		707	
Totales							1.020.515	-	1.222.442	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la Relación	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Compra-venta de energía	2.694	23.351
76073162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	Chile	MATRIZ	Intereses Préstamo en cuenta corriente	(7.137)	(47.279)
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Peajes (Recargos)	-	(6.856)
76073164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	Chile	MATRIZ COMUN	Compra-venta de energía	(5.440)	(5.218)

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 30 de abril de 2013 se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores, por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

En sesión celebrada con fecha 8 de mayo de 2013, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2013 el Directorio está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

No existen saldos por cobrar y pagar a los Directores.

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 mayo 2013 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2014.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell 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 2013 y 2012, son las siguientes:

Director	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Iván Díaz-Molina	1.438	1.356
Jorge Lesser García-Huidobro	1.438	1.356
Totales	2.876	2.712

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 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	178.022	177.190	832
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.688	2.646	42
Totales	180.710	179.836	874

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 para ventas al detalle de productos y servicios	4.635	4.564	71
Totales	186.795	186.436	359

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$515 para el año 2013 y un cargo de M\$315 para el año 2012.

Movimiento Provisión	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Provisión Ejercicio	(515)	(315)
Totales	(515)	(315)

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	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	171.199	128.362
Otros gastos por naturaleza (*)	82.700	75.076
Totales	253.899	203.438

(*) Materiales utilizados para el mantenimiento del Sistema eléctrico

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2013 ascienden a M\$243.945 (M\$636.021 en 2012) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2013 ascienden a M\$396 (M\$0 en 2012).

8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuesto renta por recuperar	52.990	71.694
Totales	52.990	71.694

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Iva Débito fiscal	171.530	152.297
Impuesto a la renta	149.739	246.986
Totales	321.269	399.283

9 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

Activos intangibles neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables, neto	24.857	25.290
Servidumbres	24.351	24.351
Software	506	939

Activos intangibles bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	26.084	26.084
Servidumbres	24.351	24.351
Software	1.733	1.733

Amortización activos intangibles	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Activos intangibles identificables	(1.227)	(794)
Servidumbres	-	-
Software	(1.227)	(794)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2013 y 2012 son los siguientes:

Movimiento año 2013		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres neto	Activos Intangibles, neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		939	24.351	25.290
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(433)	-	(433)
	Total movimientos	(433)	-	(433)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		506	24.351	24.857

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
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	(434)	-	(434)
	Total movimientos	(434)	-	(434)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012		939	24.351	25.290

Los derechos de servidumbre se presentan al costo, y los adquiridos a partir de la fecha de transición a costo 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 2013 y 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	15.753.144	15.575.575
Planta y Equipo	14.599.439	13.550.614
Equipamiento de Tecnologías de la Información	6.792	10.899
Instalaciones Fijas y Accesorios	944	1.258
Construcción en Curso	1.135.385	2.000.276
Otras Propiedades, Planta y Equipo	10.584	12.528

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	20.661.028	19.875.985
Planta y Equipo	19.468.020	17.816.632
Equipamiento de Tecnologías de la Información	20.536	20.764
Instalaciones Fijas y Accesorios	4.485	4.485
Construcción en Curso	1.135.385	2.000.276
Otras Propiedades, Planta y Equipo	32.602	33.828

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(4.907.884)	(4.300.410)
Planta y Equipo	(4.868.581)	(4.266.018)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(13.744)	(9.865)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(3.541)	(3.227)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(22.018)	(21.300)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimiento año 2013	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Construcción en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	13.550.614	10.899	1.258	2.000.276	12.528
Movimientos					
Adiciones	1.728.123	81	-	-	-
Retiros	(75.480)	(160)	-	(864.891)	-
Gastos por depreciación	(603.818)	(4.028)	(314)	-	(1.944)
Total movimientos	1.048.825	(4.107)	(314)	(864.891)	(1.944)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2013	14.599.439	6.792	944	1.135.385	10.584

Movimiento año 2012	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Construcción en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	13.533.655	14.831	1.573	494.322	14.577
Movimientos					
Adiciones	589.039	-	-	1.505.954	-
Retiros	(22.284)	-	-	-	-
Gastos por depreciación	(549.796)	(3.932)	(315)	-	(2.049)
Total movimientos	16.959	(3.932)	(315)	1.505.954	(2.049)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2012	13.550.614	10.899	1.258	2.000.276	12.528

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\$6.667 al 31 de diciembre 2013 y a M\$40.105 al 31 de diciembre de 2012 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$40.115 al 31 de diciembre 2013 y a M\$40.825 al 31 de diciembre de 2012.
- d)** El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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 2013 y 2012, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	379.617	319.505
Otro gasto por impuesto corriente	111	132
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	379.728	319.637
Gasto por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	27.328	119.737
Otro gasto por impuesto diferido		
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	27.328	119.737
Gasto por impuesto a las ganancias	407.056	439.374

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(464)	565
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(464)	565

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia antes de impuesto al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	2.270.779	1.801.692
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (20%)	(454.156)	(360.338)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	4.794	361
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia imponible	(7.943)	(17.352)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	10.855
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	50.249	(72.900)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	47.100	(79.036)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(407.056)	(439.374)
Tasa impositiva efectiva	17,93%	24,39%

11.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	939.162	919.076
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	2	770	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	71.455	65.392	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	3.821	4.592	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	175	72	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	7.676	7.228	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	5.564	16.078	2.267	-
Total Impuestos Diferidos	88.693	94.132	941.429	919.076

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en los años 2013 y 2012 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	43.479	749.251
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	50.653	170.390
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	(565)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	94.132	919.076
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(5.439)	21.889
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	464
Saldo al 31 de diciembre de 2013	88.693	941.429

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 existe riesgo 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 que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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; 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. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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.

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. 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. Las nuevas tarifas de la Sociedad implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012). 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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

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 quedó 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.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 que afectó a la empresa Campanario S.A. y que finalmente terminó en su incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, la SEC emitió su 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, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por 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 realizara 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. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno, junto a otras empresas cooperativas, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente 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.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas "LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01" y "LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02", respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se fijó para Agosto de 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 un año muy seco 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.

Durante el año 2012 se pusieron en operación comercial las centrales Bocamina II y Santa María que en conjunto aportan al sistema alrededor de 750 MW, en tanto que a principios del 2013 inició su operación la central Campiche de 270 MW.

12.2 Riesgo financiero

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

12.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad opera en moneda funcional peso, 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.

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

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. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

12.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2013, 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 distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como retail y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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.

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 31/12/13	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	2.430.592		2.430.592
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	2.149		2.149
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	223.626	1.240.394	1.464.020
Total	2.656.367	1.240.394	3.896.761

Activos financieros al 31/12/12	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	2.654.624		2.654.624
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	36.373		36.373
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	200.465	138.446	338.911
Total	2.891.462	138.446	3.029.908

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/13	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Total M\$
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.180.782	1.180.782
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	1.020.515	1.020.515
Total	2.201.297	2.201.297

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

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 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	146.283	146.283
Saldo en Bancos	77.343	77.343
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	2.336.995	2.336.995

Pasivos Financieros - al 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.180.782	1.180.782

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.

Las cuentas comerciales por cobrar 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 2013 y 2012, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Proveedores por compra de energía	896.862	1.036.943
Cuentas por pagar bienes y servicios	180.990	131.689
Cuentas por pagar instituciones fiscales	5.685	5.720
Otras cuentas por pagar	97.245	60.466
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.180.782	1.234.818

14 Provisiones

14.1 Provisiones corrientes

14.1.1 Otras Provisiones corrientes

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Corriente	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	24.904	21.951
Totales	24.904	21.951

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	21.951
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	13.612
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(1.853)
Provisión utilizada	(959)
Reversos de provisión no utilizada.	(7.847)
Total movimientos en provisiones	2.953
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	24.904

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 1 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)
Total movimientos en provisiones	(27.428)
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	21.951

14.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	19.103	22.965
Provisión por beneficios anuales	70.226	64.531
Totales	89.329	87.496

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	22.965	64.531	87.496
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	12.143	5.695	17.838
Provisión utilizada	(16.005)	-	(16.005)
Total movimientos en provisiones	(3.862)	5.695	1.833
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	19.103	70.226	89.329

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	18.969	44.458	63.427
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	8.700	47.979	56.679
Provisión utilizada	(4.704)	(27.906)	(32.610)
Total movimientos en provisiones	3.996	20.073	24.069
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	22.965	64.531	87.496

14.2 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnizaciones por años de servicios: El trabajador percibe una proporción de su sueldo base (0,9) por cada año de permanencia en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	50.126	48.834
Totales	50.126	48.834

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años terminados al 31 de diciembre 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	48.834
Costo por intereses	3.021
Costo del servicio del período	6.825
Pagos en el período	(6.233)
Variación actuarial por cambio tasa	606
Variación actuarial por experiencia	(2.927)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	50.126

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo al 1 de enero de 2012	38.183
Costo por intereses	2.521
Costo del servicio del período	5.305
Pagos en el período	-
Variación actuarial por experiencia	2.825
Saldo al 31 de diciembre de 2012	48.834

- c) Los montos registrados en los resultados integrales son los siguientes:

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Costo por intereses	3.021	2.521
Costo del servicio del período	6.825	5.305
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	9.846	7.826
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(2.321)	2.825
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	7.525	10.651

- d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012.

Tasa de descuento (nominal)	7,0%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,5%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos / aumento(disminución) de pasivo	5.397	(4.602)

Al 31 de diciembre de 2013, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1%
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos / (disminución) aumento de pasivo	(4.742)	5.491

- f) Antes de la aplicación de la modificación a la NIC 19, la Sociedad registraba todos los efectos de cambio de su pasivo actuarial en el Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida). Con la entrada en vigencia de la mencionada enmienda, y según el criterio contable descrito en la nota 2.16, la Sociedad reclasificó desde Ganancia (pérdida) de Resultado Integral a Otro Resultado Integral, las Ganancias y pérdidas actuariales registradas en 2012. Al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo neto a Otro resultado integral de M\$ 2.260. Al 31 de diciembre de 2013 el valor reclasificado implicó un abono neto a Otro Resultado Integral de M\$1.857.

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 Procesal	Monto M\$
LUZ OSORNO	Juzgado de Policía Local de Río Negro	50.685	Ley del consumidor	Proceso pendiente en primera instancia	23.310

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

14.3.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2013 no hay multas pendientes de resolución.

15 Otros Pasivos No Financieros Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	300.779	312.607
Otras obras de terceros	158.611	136.119
Total otros pasivos no financieros corrientes	459.390	448.726

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 2013 y 2012 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 30 de abril de 2013 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2012, lo que significó la distribución de M\$408.017, estos se pagaron a partir del 29 de mayo de 2013.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2012 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2011, lo que significó la distribución de M\$300.000, estos se pagaron a partir del 25 de mayo de 2012.

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año 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

El detalle al 31 de diciembre de 2013 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(2.260)	1.857	(403)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	246.279	1.857	248.136

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.

El detalle al 31 de diciembre de 2012 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales		(2.260)	(2.260)
Otras reservas varias	248.539		248.539
Totales	248.539	(2.260)	246.279

16.1.4 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2013 y 2012, son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
Saldo Inicial al 1/01/2013	3.401.265	404.498	3.805.763
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	1.863.723	-	1.863.723
Realización revaluación	23.312	(23.312)	-
Provisión dividendo mínimo del año	(559.117)	-	(559.117)
Saldo final al 31/12/2013	4.729.183	381.186	5.110.369

La utilidad distributable del ejercicio 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$ 1.863.723.

	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
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	1.360.058	-	1.360.058
Ajuste por cálculos actuariales	2.260		2.260
Realización revaluación	23.265	(23.265)	-
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	3.401.265	404.498	3.805.763

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.

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 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Venta de Energía	12.086.835	10.663.715
Ventas de energía	12.086.835	10.663.715
Otras Prestaciones y Servicios	261.835	291.122
Apoyos	17.345	17.044
Arriendo de medidores	32.947	31.248
Cortes y reposición	26.466	56.445
Pagos fuera de plazo	159.408	151.656
Otros	25.669	34.729
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	12.348.670	10.954.837

Según indicado en Nota 12.1 letra b), en 2013 se publicaron nuevas tarifas de distribución, cuya aplicación generó mayores ingresos por M\$ 739.000, (de este valor M\$ 110.000 corresponden a la liquidación retroactiva del año 2012, fecha de aplicación del Decreto).

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	513.955	269.876
Venta de materiales y equipos	68.347	48.256
Arrendamientos	37.516	33.364
Intereses créditos y préstamos	3.803	3.053
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	100.819	89.375
Otros Ingresos	110.632	66.168
Total Otros ingresos, por naturaleza	835.072	510.092

18 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	8.452.729	7.404.482
Compra de materiales	171.199	128.362
Totales	8.623.928	7.532.844

19 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	369.350	335.150
Provisión costo de vacaciones	577	3.996
Otros costos de personal	36.480	34.882
Indemnización por años de servicios	12.089	7.826
Activación costo de personal	(40.115)	(40.825)
Totales	378.381	341.029

20 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	610.104	556.091
Amortizaciones de intangibles	433	434
Totales	610.537	556.525

21 Otros Gastos Por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	473.810	540.920
Mantención medidores, ciclo comercial	190.273	190.340
Operación vehículos, viajes y viáticos	647	989
Provisiones y castigos	56.917	219.839
Gastos de administración	120.959	80.375
Otros gastos por naturaleza	494.037	212.080
Total Otros Gastos por Naturaleza	1.336.643	1.244.543

22 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	32.258	20.122
Otros ingresos financieros	469	-
Total Ingresos Financieros	32.727	20.122

Costos Financieros	31/12/2013	31/12/2012
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios		
Otros Gastos Financieros	(6.828)	(49.159)
Activación Gastos financieros	6.667	40.105
Total Costos Financieros	(161)	(9.054)

Resultado por unidades de reajuste	5.744	4.538
Diferencias de cambio	599	-
Positivas	599	-
Negativas	-	-
Total Costos Financieros	6.182	(4.516)

Total Resultado Financiero	38.909	15.606
-----------------------------------	---------------	---------------

23 Hechos Posteriores

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 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 2013 y 2012, 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 2013 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Valor Garantía	Valor pendiente al	
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total M\$	Segundo Semestre 2014	2015
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	151.035	-	151.035
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	45.221	45.221	-
Totales					196.256	45.221	151.035

26 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$ 4.662. Al 31 de diciembre de 2012 no hay.

27 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2013 M\$	31/12/2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	4.770	4.189
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			4.770	4.189
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	21.254	28.481
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			21.254	28.481
TOTAL ACTIVOS			26.024	32.670

Análisis Razonado
Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno S.A.
Al 31 de diciembre de 2013

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-13 MM\$	Dic-12 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	4.044	3.138	906	29%
Activos No Corrientes	15.960	15.854	106	1%
Total Activos	20.004	18.992	1.012	5%
Pasivos Corrientes	3.096	3.414	(318)	(9%)
Pasivos No Corrientes	992	968	24	2%
Patrimonio	15.916	14.610	1.306	9%
Total Pasivos y Patrimonio	20.004	18.992	1.012	5%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$1.012 respecto de diciembre de 2012, explicado principalmente por un aumento en los Activos Corrientes de MM\$906 y en los Activos No Corrientes de MM\$106.

La variación positiva que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente por un aumento del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por MM\$1.125, originado por menor inversión en activo fijo, en comparación con el ejercicio anterior.

2) Pasivos

Los pasivos disminuyen en MM\$294 respecto de diciembre de 2012, explicado principalmente por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM\$318, y un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM\$24.

La disminución de los Pasivos Corrientes se explica por el menor saldo en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de MM\$202 por menor préstamo a entidades relacionadas, compensado parcialmente con mayor provisión de dividendo mínimo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un mayor saldo de MM\$1.306, respecto de diciembre de 2012, explicado por el resultado del ejercicio (MM\$1.864), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM\$559).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-13	Dic-12	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,3	0,9	42,1%
	Razón Ácida (2)	Veces	1,2	0,9	44,3%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,3	0,3	(14,4%)
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	-	260,8	(100,0%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	75,7%	77,9%	(2,8%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	24,3%	22,1%	9,8%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	706	2.063	(65,8%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,9	12,1	(68,0%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	95	30	212,8%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	-	1,0	(94,9%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	2.845	2.344	16,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	12,21%	9,60%	27,2%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	9,56%	7,40%	29,1%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	14,26%	12,08%	18,1%
	Utilidad por acción (14)	\$	243.783	178.197	36,8%

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 2013 la Sociedad considera MM\$11 en inversiones con subsidios, mientras que en el 2012, MM\$46.

(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) Ebitda (12 meses móviles):

= Corresponde al Resultado Bruto de Explotación (presentado en el Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida), de este Análisis Razonado) de 12 meses móviles.

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) 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)

(14) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-13 MM\$	Dic-12 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	13.184	11.465	1.719	15%
Materias primas y consumibles utilizados	(8.624)	(7.533)	(1.091)	14%
Margen de contribución	4.560	3.932	628	16%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(378)	(341)	(37)	11%
Otros gastos por naturaleza	(1.337)	(1.244)	(93)	7%
Resultado bruto de explotación	2.845	2.347	498	21%
Gasto por Depreciación y Amortización	(611)	(557)	(54)	10%
Resultado de explotación	2.234	1.790	444	25%
Resultado Financiero	39	16	23	144%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(2)	(4)	2	0%
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	2.271	1.802	469	26%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(407)	(440)	33	(8%)
Ganancia (Pérdida)	1.864	1.362	502	37%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$444, lo que se explica por un mayor margen de contribución (MM\$628), debido a un incremento en el margen de distribución de MM\$375, por incremento en tarifas de distribución¹ y disminución en pérdidas de energía.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$23 con respecto del ejercicio anterior, debido a menores costos financieros producto de menores deudas intercompañías.

¹ Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013, obtuvo utilidades por MM\$1.864 lo que implicó un aumento de MM\$502 respecto de diciembre de 2012.

III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	Dic-13 MM\$	Dic-12 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	2.636	2.791	(155)	(6%)
de la Inversión	(990)	(2.417)	1.427	(59%)
de Financiación	(521)	(408)	(113)	28%
Flujo neto del período	1.125	(34)	1.159	(3409%)
Variación en la tasa de cambio	-	(1)	1	-
Incremento (disminución)	1.125	(35)	1.160	(3314%)
Saldo Inicial	339	374	(35)	(9%)
Saldo Final	1.464	339	1.125	332%

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$1.464, mayor en un 332% respecto de diciembre de 2012.

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

- 1) Menor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado por mayor pago de impuestos a las ganancias en el periodo.
- 2) Menor flujo negativo de efectivo utilizado en actividades de inversión, producto de menores compras de propiedades, planta y equipo respecto del año anterior.
- 3) Mayor flujo negativo de efectivo utilizado en actividades de financiación, originado principalmente por mayor pago de dividendo respecto al año anterior.

IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2013 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 filial 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 existe riesgo 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 que de acuerdo a la opinión de la Sociedad no tiene mayores implicancias en el negocio de la distribución.

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; 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. Por otra parte, durante el mes de octubre de 2013 fue promulgada la Ley 20.698 que modifica la Ley 20.257, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes de ERNC, y la obligación de generar mediante estas fuentes en un porcentaje que se encuentre dentro del rango de 15% a 20% al año 2025.

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.

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. 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. Las nuevas tarifas de la Sociedad implicaron un aumento de sus ingresos para 2013 (respecto de las tarifas de 2012).

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.

Respecto de la fijación de tarifa de la Servicios Asociados (SSAA), que se realiza cada cuatro años, este proceso aún está en curso. En efecto, en marzo 2013 se presentaron ante el Panel de Expertos las discrepancias de las distribuidoras al informe Técnico de la CNE. Los dictámenes respectivos se emitieron en el mes de mayo. No obstante lo anterior, algunas empresas distribuidoras presentaron recursos de protección respecto de los dictámenes antes mencionados, los que fueron desestimados con fecha 31 de diciembre de 2013. Se espera que durante el primer trimestre del 2014 se publique el mencionado decreto, sujeto a los plazos de toma de razón en la Contraloría General de la República y una vez resueltos los nuevos recursos presentados por empresas distribuidoras tanto a la misma Contraloría como ante la Corte Suprema.

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 quedó 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.

Sin embargo, en virtud del complejo escenario financiero del año 2011 que afectó a la empresa Campanario S.A. y que finalmente terminó en su incumplimiento del contrato de suministro, que representaba aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, la SEC emitió su 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, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por 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 realizara 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. Posteriormente, durante el primer trimestre de 2012, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno, junto a otras empresas cooperativas, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía originalmente 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.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de Campanario, los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el

primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20 de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se fijó para Agosto de 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 un año muy seco 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.

Durante el año 2012 se pusieron en operación comercial las centrales Bocamina II y Santa María que en conjunto aportan al sistema alrededor de 750 MW, en tanto que a principios del 2013 inició su operación la central Campiche de 270 MW.

2) Riesgos Financieros

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

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.

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

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. Debido al tipo de indexación mencionado la Sociedad no administra el riesgo de variación por UF.

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 2013, 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 estable la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión cobranza, ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como retail, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad establece plazos que van de 12 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 Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.