



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	11
Directorio	12
Administración	13
Estructura Organizativa	15
Marcha de la Empresa	16
Línea de Tiempo	23
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	25
Actividades de la Sociedad	28
Factores de Riesgo	32
Gestión Financiera	37
Información Financiera	40
Hechos Relevantes	41

Declaración de Responsabilidad	42
Estados Resumidos	43
Estados Financieros	45

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, Edelayson 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 Edelayesen 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	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.
Nombre de Fantasía	Frontel
Rol Único Tributario	76.073.164-1
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147500
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaesa.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	N°1073
Fecha de inscripción en el Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.010 N°31.135 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros

	2013	2012
Ingresos	99.161	93.530
Margen Bruto	39.701	34.348
Ganancia	9.073	4.599
Activos	243.065	229.914
Pasivos	85.611	68.227
Patrimonio	157.454	161.687
Inversiones	13.024	13.679
EBITDA	17.337	11.904

Cifras Operacionales

	2013	2012
Venta de Energía (GWh)	825	794
Clientes (Miles)	322	315
Trabajadores	355	358
Líneas AT (km)	107	72
Líneas MT (km)	16.390	15.719
Líneas BT (km)	13.324	12.818
MVA Instalados (AT/MT)	183	107
MVA Instalados (MT/BT)	313	332

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2013, el número de accionistas de Frontel alcanzaba 192, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Rios Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,313%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad De Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad De Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto De Normalizacion Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad De Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro Jose	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Perez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Otros Accionistas	204.896.655	3.839.701.220	4.044.597.875	0,0542%
Total	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

Durante el año 2013, no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie "A", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie "B", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

Acuerdos Conjuntos

La Sociedad posee pactos de accionistas, celebrados con fecha 24 de Julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios de la Sociedad y contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones en la misma.

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:

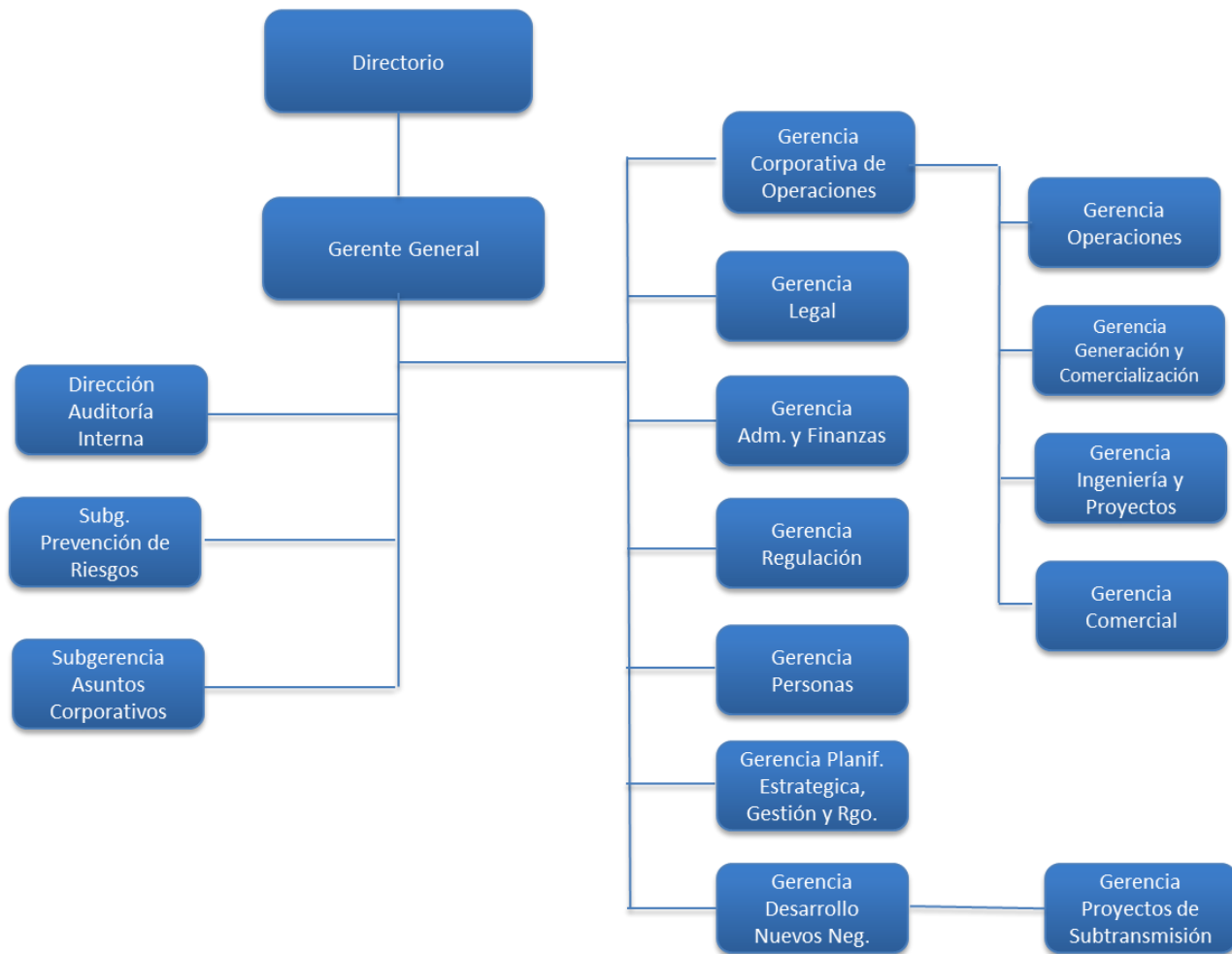
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha cesación
Iván Díaz-Molina	14.655.033-9	Ingeniero Civil	Presidente	08/05/2013	-
Jorge Lesser G.	6.443.633-3	Ingeniero Civil	Vicepresidente	08/05/2013	-
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30/04/2013	-
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 Allende 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 pertenece al Grupo Saesa, y las siguientes han sido las actividades más destacadas del periodo:

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.

Programa “Liceos Eléctricos”

También con inicio durante el 2013, este programa busca contribuir a la formación de los estudiantes de liceos técnicos con especialidad en electricidad.

La Compañía comparte su experiencia, conocimiento, materiales e instalaciones, para una mejor capacitación de los estudiantes de tercer y cuarto año medio.

En su primer año de funcionamiento, este programa incorporó a 3 liceos: Politécnico de Castro, Liceo Industrial de Temuco y Liceo Rigoberto Iglesias Bastías de Lebu, cuyos alumnos participaron de actividades para su desarrollo técnico y teórico.

Así, el Grupo Saesa comparte con la comunidad su compromiso con el progreso social y la formación de jóvenes.

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.

Programa Rescate Lector

Fue en el mes de julio de 2013 cuando la Fundación AraucaníAprende y Frontel, sellaron una importante alianza en beneficio del mejoramiento lector de los niños de los sectores costeros de la Región de la Araucanía.

Gracias a esta iniciativa en la que también participan otras empresas, y al esfuerzo de los estudiantes más pequeños de comunas rurales de La Araucanía, se logró la meta de sumar nuevos 4.000 niños que aprendieron a leer.

Corridos 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 invirtieron más de 570 millones de pesos en perfeccionar a trabajadores y contratistas, con más de 100 horas en programas de formación y desarrollo, capacitaciones técnicas y de seguridad. Además, 36 trabajadores pudieron 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, entretención y camaradería. Durante esta actividad se reconoció a 35 trabajadores por sus años de servicio.

Por segundo año consecutivo se certificó a los linieros. En esta ocasión fueron 73 personas entre colaboradores propios y contratistas, los que recibieron la certificación de su oficio, 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..

Además, la Compañía aceptó la invitación de CORFO para dar inicio al Programa de Desarrollo para Proveedores (PDP), cuyo objetivo es aportar a la capacitación de empresas proveedoras y contratistas en la implementación y desarrollo de sus propias herramientas de gestión. Durante 2013 participaron 12 empresas contratistas.

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

Evaluación ambiental de proyectos

El Grupo Saesa tramitó ambientalmente de forma obligatoria por medio de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), 6 nuevos proyectos, de los cuales fueron aprobados en este periodo 3 centrales de generación (sobre 3 MW), 1 subestación y 1 línea de transmisión (sobre 23 kV).

PASION POR EL CLIENTE - Parte de nuestro AND

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

- **optimizar 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.

Sistema de fila electrónica

El tercer trimestre del 2013 se completó la implementación del sistema de **fila electrónica** en las oficinas más grandes Frontel:

- Frontel: Temuco, Nueva Imperial, Lota, Cañete y Angol.

Se implementó un tótem con pantalla táctil que entrega ticket de atención y permite gestionar la fila de espera, mediante un panel numérico. Este mismo sistema hace posible medir los tiempos de espera en la fila, conocer y llevar un mejor control de los motivos de asistencia de clientes a las oficinas.

Con todos los indicadores obtenidos gracias a la implementación de este moderno sistema, ha sido posible identificar posibilidades de mejora, implementar innovaciones en los sistemas y contenidos de la atención, anticipar requerimientos y finalmente elevar los niveles de satisfacción de los usuarios.

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 como Grupo Saesa, y una capacitación en los sistemas informáticos que SEC habilitó para este evento.

Autoevaluación de la atención - Cliente Incógnito

Entre los meses de octubre a diciembre del 2013, se realizó el cuarto estudio del **Cliente Incógnito**, orientado a medir la calidad de atención comercial en oficinas, calidad de estructura de oficinas comerciales, atención al cliente y atención de las brigadas comerciales. Esta vez, se midió adicionalmente la atención de call center y brigadas comerciales.

El estudio concluyó que Frontel posee altos estándares de atención al cliente (sobre el 80% de satisfacción neta) lo cual deja el gran desafío de mantener estos niveles durante el 2014.

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.

Mejoras en proceso de Lectura y Reparto

Durante el 2013, se dio inicio a un proyecto orientado a mejorar la eficiencia del proceso de Lectura y Reparto, lo que ha exigido trabajar en la captura de datos a través de equipos de alta confiabilidad, con un nuevo plan de reposición y mantenimiento de los mismos. Asimismo, se han debido realizar mejoras en el sistema operativo del captor y administrar las bases de datos para obtener reportes de productividad.

Se estiman mejoras de largo plazo, que incluyen propuestas de cambios legislativos, incorporación de tecnologías de lectura remota y diseños especiales de lectura y reparto para segmentos de clientes especiales.

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.

Capacitar es la clave

Durante el año se han realizado capacitaciones técnicas y de seguridad, que impactan directamente en el desempeño de todo el personal. Lo anterior con miras a reforzar la excelencia operacional ligada a los altos niveles de desempeño en la seguridad.

Los procesos impactados fueron las áreas de Obras y Mantenimiento, Operaciones, Comercial, Generación y supervisores de empresa y contratistas.

Finalmente, la empresa respeta profundamente la voluntad y el compromiso de cada uno de sus colaboradores. Es por ello, que el propósito de la Compañía es trabajar sin descanso para lograr que cada uno de los que conforman el Grupo Saesa haga suyo el concepto y marca “Estoy Seguro”, y así tener desempeños de seguridad de excelencia que culminarán en una mejor calidad de vida para todos los que trabajan en la Compañía.

EFICIENCIA - Clave en nuestro quehacer

Proyectos de Electrificación Rural

Manteniendo el compromiso con los sectores más aislados a lo largo de su zona de concesión, la Sociedad continúa desarrollando proyectos financiados por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la empresa y en menor parte por los beneficiarios.

Es así como en 2013 se conectaron 8 proyectos con 310 beneficiarios.

Proyecto Angol - Los Sauces

Para mejorar la calidad de servicio a los clientes de la zona de Los Sauces y sus alrededores, el Grupo Saesa a través de su filial Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), desarrolló en las cercanías de la ciudad de Los Sauces, el proyecto de construcción de una nueva subestación transformadora 66/23 kV denominada *Los Sauces*, que en su primera etapa contempla un transformador de 16 MVA y 3 alimentadores en 23kV (Contulmo, Los Sauces - Lumaco y Forestal Bosques Cautín).

Este proyecto incluyó:

- la construcción de una subestación reductora 66/23 kV,
- la instalación de un transformador de 16 MVA en su primera etapa, y considera un desarrollo final para dos transformadores de 16 MVA y dos barras de 23 kV con tres paños de alimentadores cada una,
- además de 34 km de línea en conductor de aluminio en postes de hormigón armado y estructuras metálicas desde la Subestación Angol, propiedad de Transnet hasta la Subestación Los Sauces.

La puesta en servicio fue el 29 diciembre 2013 y su inversión sobrepasó los \$4.000 millones de pesos.

Proyecto Pícoltué - Mulchén

El mejoramiento de la calidad de servicio a la zona de Mulchén, es el objetivo del proyecto que significó una inversión de casi \$3.000 millones, y que consideró:

- la construcción de la nueva subestación transformadora 220/23kV Pícoltué,
- la instalación de un transformador de 220kV, 30MVA, y
- la construcción de dos alimentadores en 23kV (Santa Bárbara y Mulchén).

El control y operación de la Subestación Pícoltué es ejecutada a distancia mediante sistema SCADA. Su puesta en funcionamiento se registró en diciembre de 2013.

Línea de Tiempo

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

- 2004:** En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.
- 2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión.
- 2006:** Tras completar una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.
- 2007:** En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General.
- Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.
- 2008:** El 24 de julio el consorcio integrado, en partes iguales, por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquieren la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.
- 2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$5.900 millones.
- 2010:** Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bio Bio hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
- Frontel supera los 300 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.
- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).
- 2012:** En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.
- 2013:** Se mejoran los índices de calidad de servicio, gracias a los esfuerzos y planes de inversión ejecutados. Se conecta el proyecto Angol- Los Sauces y Picoltué - Mulchén.
-

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*

Pertencen 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

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

Frontel opera principalmente en los sectores rurales de estas regiones, abasteciendo cerca del 20% de la demanda. Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 107 km de líneas de 110 kV y 183 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

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

Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A. la Superintendencia de Electricidad y Combustible, emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario. En consideración a lo anterior, durante el primer trimestre de 2012 Saesa y su filial Luz Osorno, junto 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.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2013 ascienden a \$13.024 millones.

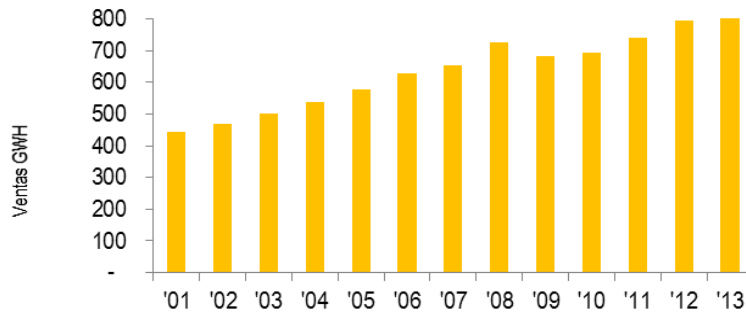
Frontel representa un 23,9% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

Transacciones con partes relacionadas

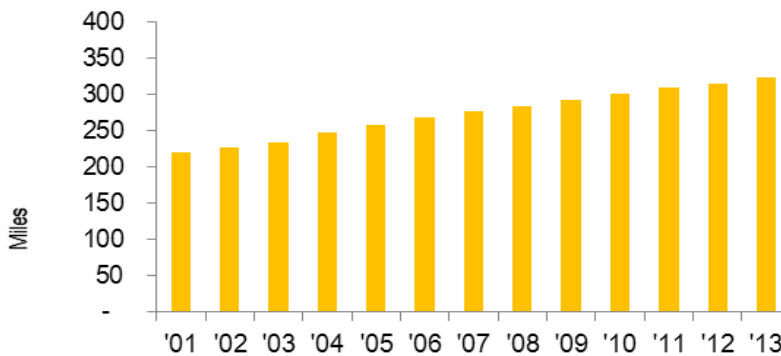
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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 se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos.

Las ventas de energía durante 2013 alcanzaron a 825 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 322 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,3% respecto del año 2012.



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, Frontel tiene 113 decretos y 24.394 km² de superficie asociadas 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 distribuidora, Frontel.

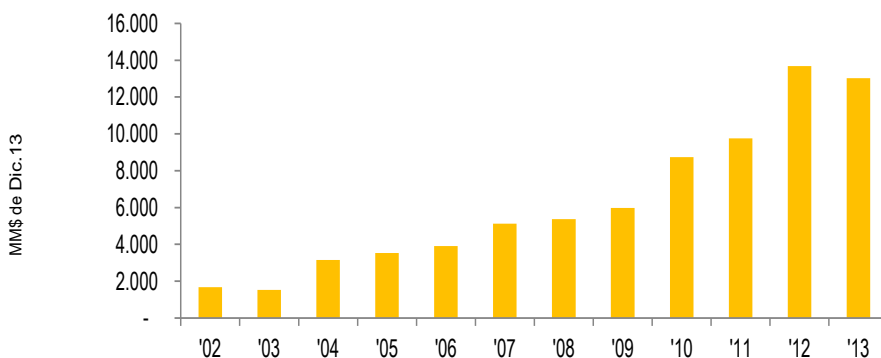
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresa.

Inversiones

Frontel realiza un plan quinquenal de inversiones, participando principalmente en Distribución.

El plan 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 Frontel para el próximo periodo bordea los MM\$12.000, 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 \$13.000 millones.



Propiedades e Instalaciones

Empresa	Principales propiedades	Ubicación
Frontel	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Bío Bío, Ñuble, Cautín y Malleco

Calidad de Servicio

Para Frontel, mejorar la calidad y eficiencia en el abastecimiento de electricidad es un objetivo permanente, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la calidad del producto. En la actualidad los indicadores de Frontel, tanto urbanos como rurales, presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

Inversiones Productivas

La eficiente política de inversiones de Frontel se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia y entregar un servicio cada vez mejor.

Las Instalaciones de Frontel son las siguientes:

	2013
Líneas Alta Tensión (km)	107
Líneas Media Tensión (km)	16.390
Líneas Baja Tensión (km)	13.324

Sistemas Aislados

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en Santa María, con ventas de energía a diciembre de 2013 de 703 MWh y 546 clientes.

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 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 Edelayen, 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.

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

Riesgos de Mercado

La exposición a cambios de variables de mercado, como tasas de interés y tipo de cambio, se encuentra acotada. Por una parte, el 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales.

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

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 y sus filiales es menor.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

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

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2013 asciende a M\$ 9.072.888.454.

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°2	2-5-11	0,01711	2010
Final N°3	2-5-11	0,00213	2010
Final N° 4	25-5-12	0,00010	2011
Final N° 5	29-5-13	0,00061048	2012
Final N° 6	29-5-13	0,00099875	2011

Distribución de Utilidades

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo final N°7 de \$ 0,00120693, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.13. Este dividendo representa un 99% de la utilidad y significa un pago total de M\$9.000.000.

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

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013 ascendía a M\$ 133.737.399 distribuido en 7.456.959.350.043 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	133.737.399
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.872.796
Otras reservas	12.565.586
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	151.175.781

Directorio

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En 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 Empresa Eléctrica de la Frontera. 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.	22.879	22.499
Iván Díaz M.	22.915	22.499
Total	45.794	44.998

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

Las remuneraciones e incentivos totales percibidas por los principales ejecutivos de la Sociedad durante el ejercicio 2013 asciende a M\$56.598, y M\$55.631 en el año 2012.

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

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad.

En el año 2013 y 2012 no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	Frontel
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	242
Administrativos y electricistas	112
Total	355

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidándose en la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto cliente que tienen las empresas en el sur de Chile.

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

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad. 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. Las 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 \$0,00061048 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2012, y un dividendo adicional de \$ 0,00099875 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores.

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

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

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

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	37.094.541	30.954.803
Activos No Corrientes	205.970.234	198.959.488
Total Activos	243.064.775	229.914.291

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	65.484.003	47.813.659
Pasivos No Corrientes	20.126.857	20.413.589
Total Pasivos	85.610.860	68.227.248
Total Patrimonio Neto	157.453.915	161.687.043
Total Patrimonio Neto y Pasivos	243.064.775	229.914.291

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

	31-dic-2013	31-dic-2012
M\$		
Margen Bruto	39.701.245	34.348.158
Ganancia Antes de Impuesto	10.834.060	5.690.699
Impuesto a las Ganancias	(1.761.172)	(1.091.282)
Ganancia	9.072.888	4.599.417

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	20.952.132	10.183.686
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(14.581.871)	(15.098.068)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(781.938)	4.452.898
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1.269	5.544
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5.589.592	(455.940)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	3.713.941	4.169.881
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	9.303.533	3.713.941

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	161.687.043	158.601.366
Cambios en Patrimonio	(4.233.128)	3.085.677
Saldo Final Periodo Actual	157.453.915	161.687.043

Estados Financieros

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de la Frontera 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.

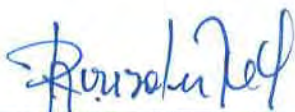
Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de la Frontera 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

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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	9.303.533	3.713.941
Otros Activos no Financieros Corrientes		135.403	151.955
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	23.283.849	22.047.214
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	8.558	6.558
Inventarios Corrientes	7	3.634.467	3.812.094
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	728.731	1.223.041
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		37.094.541	30.954.803
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		37.094.541	30.954.803
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	2.184.390	2.924.619
Inversiones Contabilizadas utilizando el Método de la Participación	30	116.459	102.728
Activos Intangibles distinto de la Plusvalía	9	4.780.022	4.807.745
Plusvalía	10	57.029.460	57.029.460
Propiedades, Planta y Equipo	11	141.025.770	133.064.409
Activos por Impuestos Diferidos	12	834.133	1.030.527
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		205.970.234	198.959.488
TOTAL ACTIVOS		243.064.775	229.914.291

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	13	1.510.794	18.694.098
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	12.533.485	10.992.672
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6	36.763.971	6.052.518
Otras Provisiones Corrientes	16	301.576	420.259
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	1.485.799	721.944
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	1.716.122	1.591.488
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	17	11.172.256	9.340.680
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		65.484.003	47.813.659
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		65.484.003	47.813.659
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros No Corrientes	13	15.317.711	16.314.821
Pasivos por Impuestos Diferidos	12	2.766.961	2.156.281
Otros Pasivos no Financieros No Corrientes		12.661	13.622
Provisiones No Corrientes por Beneficios a los Empleados	16	2.029.524	1.928.865
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		20.126.857	20.413.589
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital Emitido	18	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	18	11.150.930	15.434.202
Otras Reservas	18	12.565.586	12.515.442
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		157.453.915	161.687.043
Participaciones no controladoras			
TOTAL PATRIMONIO		157.453.915	161.687.043
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		243.064.775	229.914.291

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales

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

(En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01-01-2013 al 31-12-2013 M\$	01-01-2012 al 31-12-2012 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	19	89.817.955	84.973.637
Otros ingresos	19	9.342.671	8.556.182
Materias Primas y Consumibles Utilizados	20	(59.459.381)	(59.181.661)
Gastos por Beneficios a los Empleados	21	(9.008.811)	(8.407.811)
Gasto por Depreciación y Amortización	22	(4.682.866)	(4.577.661)
Otros Gastos, por Naturaleza	23	(13.355.191)	(14.036.446)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(21.119)	25.788
Ingresos Financieros	24	416.301	194.461
Costos Financieros	24	(1.876.228)	(1.338.295)
Participación en las Ganancias (Pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	30	15.198	12.312
Diferencias de Cambio	24	(1.055)	(6.467)
Resultados por Unidades de Reajuste	24	(353.414)	(523.340)
Ganancia Antes de Impuesto		10.834.060	5.690.699
Gasto por Impuestos, operaciones continuadas	12	(1.761.172)	(1.091.282)
Ganancia Procedente de Operaciones Continuas		9.072.888	4.599.417
Ganancia (Pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia		9.072.888	4.599.417
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia Atribuible a los Propietarios de la Controladora	18	9.072.888	4.599.417
Ganancia Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Ganancia		9.072.888	4.599.417
Ganancia (pérdida) por acción básica			
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica en Operaciones Continuas	\$/acción	0,0012167	0,0006167
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica en Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica	\$/acción	0,0012167	0,0006167

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de 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 31-12-2013 M\$	01-01-2012 al 31-12-2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		9.072.888	4.599.417
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	18	30.972	(58.809)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		7	(16)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		30.979	(58.825)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	18	691	(828)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		691	(828)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	18	30.803	(94.717)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		30.803	(94.717)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos	18	26	(26)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		31.520	(95.571)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		62.499	(154.396)
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 planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	(6.194)	11.762
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(6.194)	11.762
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del período		-	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	12	(6.161)	18.008
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		(6.161)	18.008
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período		-	-
Otro Resultado Integral		50.144	(124.626)
Resultado Integral Total		9.123.032	4.474.791
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		9.123.032	4.474.791
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		-	-
Resultado Integral Total		9.123.032	4.474.791

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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\$	Cambio en otras reservas							Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
			Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio en conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$							
Saldo Inicial al 01/01/2013	133.737.399	-	-	-	(1.297)	(24.668)	(47.063)	-	12.588.470	12.515.442	15.434.202	161.687.043	-	161.687.043	
Ajustes de Periodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	(1.297)	(24.668)	(47.063)	-	12.588.470	12.515.442	15.434.202	161.687.043	-	161.687.043	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.072.888	9.072.888	-	9.072.888	
Otro resultado integral	-	-	-	-	691	24.668	24.785	-	-	50.144	-	50.144	-	50.144	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.123.032	-	9.123.032	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.356.160)	(13.356.160)	-	(13.356.160)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	691	24.668	24.785	-	-	50.144	(4.283.272)	(4.283.128)	-	(4.233.128)	
Saldo Final al 31/12/2013	133.737.399	-	-	-	(606)	-	(22.278)	-	12.588.470	12.565.586	11.150.930	157.453.915	-	157.453.915	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Cambio en otras reservas							Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$	Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
			Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversiones M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias y pérdidas en nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta M\$							
Saldo Inicial al 01/01/2012	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366	
Ajustes de Periodos Anteriores															
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	133.753.099	-	-	-	(469)	52.067	-	-	12.588.454	12.640.052	12.208.215	158.601.366	-	158.601.366	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.599.417	4.599.417	-	4.599.417	
Otro resultado integral	-	-	-	-	(828)	(76.735)	(47.063)	-	-	(124.626)	-	(124.626)	-	(124.626)	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.474.791	-	4.474.791	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.373.430)	(1.373.430)	-	(1.373.430)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	(15.700)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.700)	-	(15.700)	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	-	16	-	16	
Otro incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	(15.700)	-	-	-	(828)	(76.735)	(47.063)	-	16	(124.610)	3.225.987	3.085.677	-	3.085.677	
Saldo Final al 31/12/2012	133.737.399	-	-	-	(1.297)	(24.668)	(47.063)	-	12.588.470	12.515.442	15.434.202	161.687.043	-	161.687.043	

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Flujos de Efectivo Directo

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 31-12-2012 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		119.889.320	115.876.261
Otros cobros por actividades de operación		89.003	87.223
Clases de pagos		(98.937.650)	(105.639.511)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(89.498.525)	(97.448.258)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(6.665.363)	(6.367.956)
Otros pagos por actividades de operación		(2.773.762)	(1.823.297)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		462	(53.064)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		20.952.132	10.183.686
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(4.493.000)	(5.078.500)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(14.999.548)	(15.308.443)
Cobros a entidades relacionadas		4.493.000	5.078.500
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		1.376	15.914
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		416.301	194.461
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(14.581.871)	(15.098.068)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		16.166.020	16.847.123
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		16.166.020	16.847.123
Préstamos de entidades relacionadas		48.620.802	16.434.500
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(34.561.778)	(12.581.756)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(19.811.155)	(16.760.424)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		2.834.150	2.551.470
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(11.998.098)	(799.730)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.031.879)	(1.238.285)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(781.938)	4.452.898
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		5.588.323	(461.484)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		1.269	5.544
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		1.269	5.544
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		5.589.592	(455.940)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		3.713.941	4.169.881
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	9.303.533	3.713.941

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2.	Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1.	Principios contables.....	11
2.2.	Nuevos pronunciamientos contables.....	11
2.3.	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.4.	Período cubierto	13
2.5.	Bases de preparación.....	13
2.6.	Combinación de negocios	13
2.7.	Moneda funcional	14
2.8.	Bases de conversión	14
2.9.	Compensación de saldos y transacciones	14
2.10.	Propiedades, planta y equipo.....	14
2.11.	Activos intangibles	16
2.11.1.	Plusvalía comprada.....	16
2.11.2.	Servidumbres	16
2.11.3.	Programas informáticos	16
2.11.4.	Costos de investigación y desarrollo	16
2.12.	Deterioro de los activos.....	16
2.13.	Instrumentos financieros	17
2.13.1.	Activos financieros no derivados	17
2.13.2.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	18
2.13.3.	Pasivos financieros no derivados	18
2.13.4.	Derivados y operaciones de cobertura	18
2.13.5.	Instrumentos de patrimonio	19
2.14.	Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación ..	19
2.15.	Inventarios	20
2.16.	Otros pasivos no financieros.....	20
2.16.1.	Ingresos diferidos	20
2.16.2.	Subvenciones estatales	20
2.16.3.	Obras en construcción para terceros	20
2.17.	Provisiones	20
2.18.	Beneficios a los empleados	20
2.19.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	21
2.20.	Impuesto a las ganancias	21
2.21.	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	22
2.22.	Ganancias por acción	22
2.23.	Dividendos	22
2.24.	Estado de flujos de efectivo	22
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	23
3.1.	Generación eléctrica.....	23
3.2.	Transmisión y subtransmisión	24
3.3.	Distribución.....	24
3.4.	Marco regulatorio	26
3.4.1.	Aspectos generales	26
3.4.2.	Ley Corta I.....	26
3.4.3.	Ley Corta II.....	27
3.4.4.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	28
4.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	29
5.	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	29
6.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	33
6.1.	Accionistas	33
6.2.	Saldos y transacciones con empresas relacionadas.....	33
6.3.	Directorio y personal clave de la gerencia.....	34
7.	Inventarios.....	36
8.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	37
9.	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	37
10.	Plusvalía Comprada	38

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

11.	Propiedades, Planta y Equipos	39
12.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	40
12.1.	Impuesto a la renta	40
12.2.	Impuesto diferido.....	41
13.	Otros Pasivos Financieros.....	42
14.	Política de Gestión de Riesgos	45
14.1.	Riesgo de negocio	45
14.1.1.	Riesgo Regulatorio.....	45
14.2.	Riesgo financiero	48
14.2.1	Tipo de cambio	48
14.2.2	Variación UF.....	49
14.2.3	Tasa de interés.....	49
14.2.4	Riesgo de liquidez	49
14.2.5	Riesgo de Crédito.....	50
14.2.6	Instrumentos financieros por categoría	51
14.2.7	Instrumentos derivados	51
14.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	52
15.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	53
16.	Provisiones.....	54
16.1	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	54
16.2	Otras provisiones	54
16.3	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	55
16.4	Juicios y multas	57
16.4.1	Juicios	57
16.4.2	Multas.....	58
17.	Otros Pasivos no Financieros, Corrientes	58
18.	Patrimonio	59
18.1	Patrimonio neto de la Sociedad	59
18.1.1	Capital suscrito y pagado	59
18.1.2	Dividendos.....	59
18.1.3	Reservas por diferencias de conversión	59
18.1.4	Otras reservas.....	60
18.1.5	Ganancias (pérdidas) Acumuladas	61
18.2	Gestión de capital	62
18.3	Restricciones a la disposición de fondos	62
19.	Ingresos.....	62
20.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados	62
21.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	63
22.	Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	63
23.	Otros Gastos por Naturaleza.....	63
24.	Resultado Financiero	64
25.	Información por Segmento	64
26.	Hechos Posteriores	64
27.	Medio Ambiente	65
28.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	65
29.	Cauciones Obtenidas de Terceros	65
30.	Sociedades Asociadas	65
31.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera	66
32.	Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera	67

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA 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

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

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

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

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

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

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

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes estados financieros 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
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

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 vigente:

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 del Grupo.

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada a base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo de 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 reconocida dentro de otro resultado integral del año.

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

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

2.4. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados por los años terminados al 31 de diciembre de 2013 y 2012.
- Los 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 Directo 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 Standards Board (IASB), según los requerimientos y opciones informadas por la Superintendencia de Valores y Seguros, y representan la adopción integral, explícita y sin reserva de las referidas normas internacionales.

2.6. Combinación de negocios

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

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

2.7. Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8. Bases de conversión

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

Asimismo, al cierre de cada 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

2.9. Compensación de saldos y transacciones

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

2.10. Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad. El monto activado por este concepto ascendió a M\$408.165 por

el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y de M\$277.479 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$759.882 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 y de M\$735.842 por el año terminado 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 corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

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

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

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

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

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

2.11. Activos intangibles

2.11.1. Plusvalía comprada

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

2.11.2. Servidumbres

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

2.11.3. Programas informáticos

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

2.11.4. 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 han 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.

2.12. Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Respecto de otros activos financieros, principalmente inversiones, la Sociedad tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.13. Instrumentos financieros

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

2.13.1. Activos financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en cuentas comerciales por cobrar 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 período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por cobrar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del activo financiero.

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

2.13.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.13.3. Pasivos financieros no derivados

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

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

2.13.4. Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

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

2.13.5. Instrumentos de patrimonio

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

2.14. Participación en asociadas contabilizadas utilizando el método de la participación

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

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Saesa, Frontel, STS, Edelaysen, Luz Osorno, SGA y Sagesa), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de diciembre de 2013 el valor de la participación en estas tres empresas es de M\$116.459 y al 31 de diciembre de 2012 de M\$102.728.

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

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

2.15. Inventarios

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

2.16. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1. Ingresos diferidos

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

2.16.2. Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará, y la Sociedad cumplirá con todas las condiciones establecidas.

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

2.16.3. 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.

2.17. 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.

2.18. 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 y no 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 financiera 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 año.

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.

2.19. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.20. 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.

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

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

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

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

2.21. 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.

2.22. Ganancias por acción

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

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

2.24. 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 estos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades 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:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Por otro lado, existen varios sistemas medianos operados por empresas integradas verticalmente, entre ellas Edelayen (empresa relacionada), 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.

- 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.
- 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 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 recuperar 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 los retiros de energía del sistema.

3.3. Distribución

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio Nudo Equivalente: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, 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 del concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

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 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 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 M\$	31-12-2012 M\$
Efectivo en Caja	1.001.137	1.132.055
Saldo en Bancos	595.527	511.301
Otros instrumentos de renta fija	7.706.869	2.070.585
Totales	9.303.533	3.713.941

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

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	9.303.351	3.713.774
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	182	167
Totales		9.303.533	3.713.941

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 corrientes, bruto	31-12-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	16.117.972	-	17.109.347	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	8.963.293	2.184.390	7.610.114	2.924.619
Totales	25.081.265	2.184.390	24.719.461	2.924.619

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	657.335	-	1.816.511	-
Otras cuentas por cobrar	1.140.081	-	855.736	-
Totales	1.797.416	-	2.672.247	-

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	31-12-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	15.460.637	-	15.292.836	-
Otras cuentas por cobrar, neto	7.823.212	2.184.390	6.754.378	2.924.619
Totales	23.283.849	2.184.390	22.047.214	2.924.619

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

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Facturados	17.748.067	16.922.204
Energía y peajes	10.417.938	10.838.312
Anticipos para importaciones	133.385	40.347
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.008.493	860.251
Otros	5.188.251	5.183.294
No Facturados o provisionados	6.073.717	6.513.286
Peajes uso de líneas eléctricas	136.683	133.567
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	(236.082)	994.331
Energía en medidores (*)	5.799.434	5.143.137
Provisión ingresos por obras	333.252	154.736
Otros	40.430	87.515
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.259.481	1.283.971
Totales, Bruto	25.081.265	24.719.461
Provisión deterioro	(1.797.416)	(2.672.247)
Totales, Neto	23.283.849	22.047.214

(*) Energía consumida y no facturada a los clientes

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos	761.201	865.510
Anticipos para importaciones y proveedores	133.385	40.347
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.341.745	1.014.987
Deudores materiales y servicios	1.777.863	1.879.635
Cuenta corriente al personal	1.259.481	1.283.971
Otros deudores	2.689.618	2.525.664
Totales	8.963.293	7.610.114
Provisión deterioro	(1.140.081)	(855.736)
Totales, Neto	7.823.212	6.754.378

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2013 es de M\$25.468.239 y al 31 de diciembre de 2012 es de M\$ 24.971.833.

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

- b) La Sociedad de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2013 la Sociedad distribuye energía eléctrica a más de 322 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	298.424	49%
Comercial	12.645	15%
Industrial	2.451	20%
Otros	8.758	16%
Total	322.278	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad, entregar 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	7.662.643	6.764.174
Con vencimiento entre tres y seis meses	244.661	195.119
Con vencimiento entre seis y doce meses	204.058	104.052
Con vencimiento mayor a doce meses	38.688	3.901
Totales	8.150.050	7.067.246

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	2%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	66%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 31 de diciembre de 2013 y 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	182.650	15.267.710	1.401	484.606	184.051	15.752.316	191.945	15.409.197	1.986	410.199	193.931	15.819.396
Entre 1 y 30 días	90.028	4.564.628	667	108.727	90.695	4.673.355	83.587	4.237.160	774	384.837	84.361	4.621.997
Entre 31 y 60 días	22.477	2.510.608	247	245.724	22.724	2.756.332	21.725	1.937.333	340	47.217	22.065	1.984.550
Entre 61 y 90 días	3.261	247.846	79	8.160	3.340	256.006	1.866	178.708	27	2.111	1.893	180.819
Entre 91 y 120 días	1.366	94.249	40	3.743	1.406	97.992	1.054	70.792	34	4.404	1.088	75.196
Entre 121 y 150 días	1.101	98.032	39	5.561	1.140	103.593	837	80.729	41	7.776	878	88.505
Entre 151 y 180 días	894	74.072	40	9.579	934	83.651	659	86.096	24	2.278	683	88.374
Entre 181 y 210 días	846	186.338	22	2.755	868	189.093	552	37.040	18	1.571	570	38.611
Entre 211 y 250 días	893	88.882	32	5.700	925	94.582	775	102.799	30	3.281	805	106.080
Más de 250 días	8.524	1.291.481	763	91.933	9.287	1.383.414	12.465	2.292.829	496	66.923	12.961	2.359.752
Totales	312.040	24.423.846	3.330	966.488	315.370	25.390.334	315.465	24.432.683	3.770	930.597	319.235	25.363.280

- e) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la cartera en cobranza judicial y protestada 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	62	44.607	53	29.530
Documentos por cobrar en cobranza judicial	169	449.947	120	1.149.470
Totales	231	494.554	173	1.179.000

- 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 2012	3.010.059
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(78.674)
Montos castigados	(259.138)
Saldo al 31 de diciembre 2012	2.672.247
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	412.493
Montos castigados	(1.287.324)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	1.797.416

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

- 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	292.468	(55.659)
Provisión cartera repactada	120.025	61.985
Castigos del período	(1.287.324)	(259.138)
Recuperos del período	-	(85.000)
Totales	(874.831)	(337.812)

6. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

6.1. Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.287.486	7.405.389.148.824	7.405.694.436.310	99,3125%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0394%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%
Brunner Noerr, Alejandro José	22.564	676.909.100	676.931.664	0,0091%
Guevara Pérez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%
Pérez Vicens, Claudio Ricardo	22.498	674.912.141	674.934.639	0,0091%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%
Otros minoritarios	204.877.584	3.267.602.289	3.472.479.873	0,0466%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

6.2. Saldos y transacciones con empresas relacionadas

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

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

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 préstamos entre compañías se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la relacionada Saesa, la Sociedad y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 13).

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31-12-2013		31-12-2012	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.796	-	2.383	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osomo S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	585	-	427	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	1.027	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.955	-	1.812	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	193	-	909	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29	-	-	-
Totales						8.558	-	6.558	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	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\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Mantenimiento Sistema de Transmisión	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.899	-	4.551	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	8.420	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	1.634	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	266	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.297	-	2.967	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	4.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	28.130.760	-	4.181.076	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	22	-	11	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	200.000	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Servicio Costo Personal	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	490.573	-	237.882	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	68.039	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	28.530	-	27.011	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	7.612	-	155	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Arriendo grupos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	135.198	-	156.118	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.856	-	2.837	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.024	-	1.016	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.053.259	-	-	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.703.154	-	1.356.317	-
76.024.762-6	Condor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	75	-	38	-
Totales						36.763.971	-	6.052.518	-

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(323.416)	(618.338)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	13.955	30
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	5.440	5.218
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	(47.590)	(46.792)
96.701.470-2	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	-	68.712
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Compra/Venta energía	-	(96.377)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz Común	Peajes	94	(9.420)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(1.376.764)	(1.107.346)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Compra/Venta de energía	26	9.277
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(19.644)	(61.563)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(687.594)	(257.474)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz Común	Intereses por préstamos en Cuenta Corriente	(263.751)	-

6.3. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El año 2013 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose con fecha 30 de abril en Junta Ordinaria de Accionistas a los señores: Iván Díaz- Molina, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Waldo Fortín Cabezas, Jorge Lesser Garcia-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell y Juzar Pirbhai.

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

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

Al 31 de diciembre de 2013 y 31 de diciembre de 2012 no hay saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y 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 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2013 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2014.

Los Directores señores, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Juzar Pirbhai y Waldo Fortín renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre 2012 son las siguientes:

Director	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	22.879	22.499
Iván Díaz- Molina	22.915	22.499
Totales	45.794	44.998

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. La remuneración de este ejecutivo con cargo a resultados asciende a M\$56.598 al 31 de diciembre de 2013 y M\$55.631 al 31 de diciembre de 2012.

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

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	3.267.336	3.232.836	34.500
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	423.797	401.631	22.166
Totales	3.691.133	3.634.467	56.666

Al 31 de diciembre de 2012:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.195.436	3.134.264	61.172
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	685.985	677.830	8.155
Totales	3.881.421	3.812.094	69.327

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$11.278 para el año 2013 y un cargo de M\$73.856 para el año 2012.

Movimiento Provisión	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Provisión Ejercicio	(11.278)	73.856
Aplicaciones a provisión	(1.383)	(163.600)
Totales	(12.661)	(89.744)

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	3.507.335	3.450.166
Otros gastos por naturaleza (*)	655.895	781.718
Totales	4.163.230	4.231.884

(*) 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\$5.050.266 (M\$5.150.447 en 2012) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2013 ascienden a M\$322.442 (M\$774.817 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	728.731	1.223.041
Totales	728.731	1.223.041

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\$
Impuesto a la renta	515.725	-
Iva Débito fiscal	954.232	704.988
Otros	15.842	16.956
Totales	1.485.799	721.944

9. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	4.780.022	4.807.745
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	41.787	69.510

Activos Intangibles Bruto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	4.865.425	4.866.747
Servidumbres	4.738.235	4.738.235
Software	127.190	128.512

Amortización Activos Intangibles	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos Intangibles Identificables	(85.403)	(59.002)
Servidumbres	-	-
Software	(85.403)	(59.002)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

Movimiento año 2013		Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013		4.738.235	69.510	4.807.745
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(27.723)	(27.723)
	Total movimientos	-	(27.723)	(27.723)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		4.738.235	41.787	4.780.022

Movimiento año 2012		Servidumbre	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		4.738.235	99.160	4.837.395
Movimientos	Adiciones	-	-	-
	Retiros	-	-	-
	Gastos por amortización	-	(29.650)	(29.650)
	Total movimientos	-	(29.650)	(29.650)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2012		4.738.235	69.510	4.807.745

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

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

10. Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2013 y 2012 es el siguiente:

Rut	Empresa	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460

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

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

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

11. 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	141.025.770	133.064.409
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	1.375.690	1.422.602
Planta y Equipo	108.321.280	107.459.316
Equipamiento de Tecnologías de la Información	142.560	206.581
Instalaciones Fijas y Accesorios	69.432	85.080
Vehículos de Motor	964.479	721.154
Construcciones en Curso	27.554.875	20.414.787
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.066.792	1.224.227

Clases de Propiedades,Planta y Equipo,Bruto	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	176.835.394	164.959.099
Terrenos	1.530.662	1.530.662
Edificios	2.172.794	2.190.151
Planta y Equipo	141.899.867	136.835.819
Equipamiento de Tecnologías de la Información	353.404	406.560
Instalaciones Fijas y Accesorios	282.353	285.101
Vehículos de Motor	1.674.482	1.274.953
Construcciones en Curso	27.554.875	20.414.787
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.366.957	2.021.066

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 yEquipo	(35.809.624)	(31.894.690)
Edificios	(797.104)	(767.549)
Planta y Equipo	(33.578.587)	(29.376.503)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(210.844)	(199.979)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(212.921)	(200.021)
Vehículos de Motor	(710.003)	(553.799)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(300.165)	(796.839)

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

Movimiento año 2013	Terrenos	Edificios,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehiculos de Motor,Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	1.530.662	1.422.602	107.459.316	206.581	85.080	721.154	20.414.787	1.224.227
Adiciones	-	-	6.003.490	58	-	403.348	7.140.088	83.589
Retiros	-	(12.295)	(871.811)	(280)	(873)	(3.592)	-	(125.218)
Gastos por depreciación	-	(34.617)	(4.269.715)	(63.799)	(14.775)	(156.431)	-	(115.806)
Total movimientos	-	(46.912)	861.964	(64.021)	(15.648)	243.325	7.140.088	(157.435)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	1.530.662	1.375.690	108.321.280	142.560	69.432	964.479	27.554.875	1.066.792

Movimiento año 2012	Terrenos	Edificios,Neto	Propiedades,Planta y Equipo,Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información,Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios,Neto	Vehículos de Motor,Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo,Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	1.530.662	1.506.490	108.240.811	282.280	111.873	750.415	10.934.895	1.169.347
Movimientos								
Adiciones	-	-	3.420.034	5.373	-	180.351	9.479.892	231.861
Retiros	-	(48.465)	(118.767)	(6.494)	(836)	(57.302)	-	-
Gastos por depreciación	-	(35.423)	(4.041.392)	(74.578)	(25.957)	(152.310)	-	(176.981)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	(41.370)	-	-	-	-	-
Total movimientos	-	(83.888)	(781.495)	(75.699)	(26.793)	(29.261)	9.479.892	54.880
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	1.530.662	1.422.602	107.459.316	206.581	85.080	721.154	20.414.787	1.224.227

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los Bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los activos en construcción, según se explica en nota 2.10, incluyen activación de costos financieros por M\$408.165 por el año terminado al 31 de diciembre 2013 y de M\$277.479 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$759.882 al año terminado al 31 de diciembre de 2013 y de M\$735.842 al año terminado al 31 de diciembre de 2012.
- 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.

12. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1. Impuesto a la renta

- El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados correspondiente a los ejercicios 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Gasto por Impuestos a las Ganancias	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Gasto por impuesto corriente	966.453	442.774
Gasto por impuestos corriente, neto, total	966.453	442.774
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	794.719	648.508
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	794.719	648.508
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	1.761.172	1.091.282

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	6.161	(18.008)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	6.194	(11.762)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	12.355	(29.770)

b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos al 31 de diciembre de 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	10.834.060	5.690.699
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (20%)	(2.166.812)	(1.138.140)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	73.518	34.289
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(96.817)	(138.176)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	(6.771)	(47.529)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	-	-
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	435.710	198.274
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	405.640	46.858
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.761.172)	(1.091.282)
Tasa impositiva efectiva	16,26%	19,18%

12.2. Impuesto diferido

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

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	2.730.615	2.156.175
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	21.552	42.365	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	359.484	534.449	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	72.001	82.826	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	11.333	13.865	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	93.980	92.826	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	103.131	117.120	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	171.099	139.120	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	1.553	1.490	36.346	106
Impuestos diferidos relativos a derivados	-	6.466	-	-
Total Impuestos Diferidos	834.133	1.030.527	2.766.961	2.156.281

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	971.337	1.478.352
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	41.182	689.691
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	18.008	(11.762)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	1.030.527	2.156.281
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(190.233)	604.486
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(6.161)	6.194
Saldo al 31 de diciembre 2013	834.133	2.766.961

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

13. Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31-12-2013		31-12-2012	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	-	-	16.999.237	-
Derivado (*)	-	-	200.435	-
Bonos	1.510.794	15.317.711	1.494.426	16.314.821
Totales	1.510.794	15.317.711	18.694.098	16.314.821

(*) Ver nota 14.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No corriente			
					Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			Total no corriente
					Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31-12-2012 M\$	Más de 1 año hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2012 M\$
Chile	USD	Cuatrimstral	0,96%	SIN	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimstral	0,94%	SIN	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimstral	6,50%	SIN	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-
Totales					16.999.237	-	16.999.237	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2013 no hay saldos de Préstamos Bancarios.

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2012						
						Corriente			No Corriente			
						Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,96%	CUATRIMESTRAL	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,94%	CUATRIMESTRAL	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.	SCOTIABANK	97.018.000-1	PESOS	6,5%	CUATRIMESTRAL	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-
Totales						16.999.237	-	16.999.237	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2013 no hay saldos de Préstamos Bancarios.

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31-12-2013 M\$	Más de 1 año hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2013
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	1.510.794	1.510.794	3.995.925	2.663.950	8.657.836	15.317.711
Totales					-	1.510.794	1.510.794	3.995.925	2.663.950	8.657.836	15.317.711

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
					Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31-12-2012 M\$	Más de 1 año hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 5 años M\$	Más de 5 años M\$	al 31-12-2012 M\$
Chile	UF	Semestral	3,0%	SIN	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
Totales					-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2013						
					Corriente			No Corriente			
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.510.794	1.510.794	3.995.925	2.663.950	8.657.836	15.317.711
Totales					-	1.510.794	1.510.794	3.995.925	2.663.950	8.657.836	15.317.711

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2012						
					Corriente			No Corriente			
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A	BONO SERIE A/ N°416	UF	3,0%	SIN	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
Totales					-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821

f) Colocación de Bonos y covenants

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie A

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco BICE, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 20 de abril de 2005, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de mayo de 2005, 10 de junio de 2005, 13 de junio de 2005, 22 de junio de 2005, 5 de julio de 2005, 9 de octubre de 2008, y 27 de octubre de 2010. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 416.

Con fecha 15 de julio de 2005, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros del Emisor.

- Los préstamos en dinero están restringidos a personas relacionadas y de acuerdo con montos máximos determinados. Además, sin restricción se pueden otorgar a clientes o entidades públicas (municipalidades u otras) en el giro ordinario de sus negocios.
- Mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo.

Al 31 de diciembre de 2013 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Con fecha 17 de diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con la relacionada Saesa celebró un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones:

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. En el año calendario 2013, la Sociedad distribuyó 825 GWh. Adicionalmente, en 2013 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

14. Política de Gestión de Riesgos

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

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

14.1. 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.

14.1.1. 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, 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 de 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) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014), con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se vio retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso sufrido en la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) ha llevado a que el decreto fuera publicado el 9 de abril de 2013 dando por concluido este proceso tarifario y con ello, se aplicaran de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE ha comenzado la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante).

A través de su Resolución Exenta N°754/2013 del 29 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. En respuesta a las observaciones planteadas, con fecha 8 de enero de 2014, la CNE emitió su RE N° 06/2014, mediante las cuales estableció las Bases definitivas del Estudio, en las cuales se mantuvieron aspectos no consensuados entre la Autoridad y los Subtransmisores, razón por la cual estos últimos recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir estas diferencias.

Los riesgos relacionados con la regulación de los negocios de Distribución y Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada, además de los costos de operar esos activos.

d) 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, la Sociedad y la relacionada Saesa conjuntamente con su filial 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 un par de 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.

e) Abastecimiento de energía

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

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

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

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.

14.2. Riesgo financiero

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

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

14.2.1 Tipo de cambio

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

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.

14.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 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 (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

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

El 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$85.800 por el año 2013.

14.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

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

	31/12/2013	31/12/2012
Tasa Interés Variable	0%	0%
Tasa Interés Fija	100%	100%

14.2.4 Riesgo de liquidez

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

Actualmente, el 100% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante bonos.

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

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

14.2.5 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 entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

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

El riesgo de incobrabilidad 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	2%	33%
181 a 270	36%	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.

14.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	25.468.239	-	-	25.468.239
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	8.558	-	-	8.558
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.596.664	7.706.869	-	9.303.533
Totales	-	27.073.461	7.706.869	-	34.780.330

Al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	24.971.833	-	-	24.971.833
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	-	6.558	-	-	6.558
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	-	1.643.356	2.070.585	-	3.713.941
Totales	-	26.621.747	2.070.585	-	28.692.332

b) Pasivos Financieros

Al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	-	16.828.505	-	-	16.828.505
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	12.533.485	-	-	12.533.485
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	36.763.971	-	-	36.763.971
Totales	-	66.125.961	-	-	66.125.961

Al 31 de diciembre de 2012	Mantenidos hasta el vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros Pasivos Financieros Corrientes y no corrientes (préstamos que devengan intereses)	-	34.808.484	-	-	34.808.484
Otros Pasivos Financieros Corrientes (derivado)	-	-	200.435	-	200.435
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	10.992.672	-	-	10.992.672
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	6.052.518	-	-	6.052.518
Totales	-	51.853.674	200.435	-	52.054.109

14.2.7 Instrumentos derivados

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

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

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad no registra instrumentos derivados vigentes. Al 31 de diciembre de 2012 se registra la siguiente cartera clasificada como "Cobertura de Flujos de Caja":

Instrumento de cobertura	31-12-2013	31-12-2012	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	-	(200.435)	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes

14.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.001.137	1.001.137
Saldo en Bancos	595.527	595.527
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	23.283.849	23.283.849

Pasivos Financieros - al 31.12.2013	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	16.828.505	16.451.241
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12.533.485	12.533.485

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.
- El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.
- El Valor Justo de la Deuda Bancaria se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valoración, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

15. 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	7.879.509	6.097.242
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.024.561	3.211.128
Dividendos por pagar	26.259	16.091
Cuentas por pagar instituciones fiscales	106.365	100.145
Otras cuentas por pagar	1.496.791	1.568.066
Totales acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	12.533.485	10.992.672

16. Provisiones

16.1 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente		No corriente	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	360.004	414.131	-	-
Provisión por beneficios anuales	1.356.118	1.177.357	-	-
Totales	1.716.122	1.591.488	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	414.131	1.177.357	1.591.488
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	-	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	194.925	1.313.801	1.508.726
Provisión utilizada	(249.052)	(1.135.040)	(1.384.092)
Reversos de provisión no utilizada.	-	-	-
Total movimientos en provisiones	(54.127)	178.761	124.634
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	360.004	1.356.118	1.716.122

Provisiones	Por vacaciones del personal M\$	Por beneficios anuales M\$	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	376.598	948.935	1.325.533
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	-	-
Incremento (decremento) en provisiones existentes	39.397	1.264.216	1.303.613
Provisión utilizada	(1.864)	(1.035.794)	(1.037.658)
Reversos de provisión no utilizada.	-	-	-
Total movimientos en provisiones	37.533	228.422	265.955
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	414.131	1.177.357	1.591.488

16.2 Otras provisiones

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

Otras Provisiones a corto plazo	Corriente		No corriente	
	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Otras provisiones (Multas)	301.576	420.259	-	-
Totales	301.576	420.259	-	-

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	420.259
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	89.112
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(78.521)
Provisión utilizada	(122.240)
Reversos de provisión no utilizada.	(7.034)
Total movimientos en provisiones	(118.683)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	301.576

Provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2012	238.654
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	183.602
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	913
Provisión utilizada	-
Reversos de provisión no utilizada.	(2.910)
Total movimientos en provisiones	181.605
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	420.259

16.3 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnización 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:

Provisiones no corrientes, Indemnización por años de servicio	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Indemnización por años de servicio	2.029.524	1.928.865
Totales	2.029.524	1.928.865

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	1.928.865
Costo por intereses	119.313
Costo del servicio del período	145.536
Pagos en el período	(133.218)
Variación actuarial por cambio de tasa	18.708
Variación actuarial por experiencia	(49.680)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	2.029.524
Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	1.800.513
Costo por intereses	118.863
Costo del servicio del período	91.831
Pagos en el período	(141.151)
Variación actuarial por experiencia	58.809
Saldo al 31 de diciembre de 2012	1.928.865

- 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	119.313	118.863
Costo del servicio del período	145.536	91.831
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	264.849	210.694
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(30.972)	58.809
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	233.877	269.503

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

Sensibilización de tasa de descuento

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% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos/aumento (disminución) de pasivo	166.843	(143.570)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

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% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos/ (disminución) aumento de pasivo	(147.883)	169.360

- 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 2.18, 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 2013 el valor implicó un abono a Otro Resultado Integral de M\$24.785. Al 31 de diciembre de 2012 el valor reclasificado implicó un cargo a Otro Resultado Integral de M\$47.063.

16.4 Juicios y multas

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

16.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	15.000
FRONTEL	3° Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.310
FRONTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	2.903.336
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.310
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	988-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio. (Peña con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1° instancia	23.310
FRONTEL	Juzgado de Letras de Collipulli	114-2013	Demanda de indemnización de perjuicios extracontractual. Incendio.	Proceso pendiente en 1° instancia	170.000
FRONTEL	Primer Juzgado civil de Temuco	5829-2013	Cobro por reembolso	Pendiente en primera instancia	23.258
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	689-2013	Indemnización por Servidumbre	Pendiente en primera instancia	426.947
FRONTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	688-2013	Indemnización por Servidumbre	Pendiente en primera instancia	289.198
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00081-2013	Reclamo Resolución Tributaria (FRONTEL con SII)	Proceso pendiente en 1° instancia	110.523

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

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

16.4.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
FRONTEL	ReS. Ex. 077 de fecha 30.07.13	SEC	Mantenimiento	Pendiente recurso de reposición	4.077
FRONTEL	REX 189 de fecha 15.11.13	SEC	Mantenimiento.	Pendiente recurso de reposición	7.339
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.785

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

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

17. 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	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	9.080.963	7.977.954
Otras obras de terceros	2.091.293	1.362.726
Totales	11.172.256	9.340.680

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.16.2.

18. Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 el capital social de Frontel asciende a M\$133.737.399. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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

18.1.2 Dividendos

Con fecha 30 de abril de 2013 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 0,00061048 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012 y el pago de un dividendo adicional de \$0,00099875 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades de los ejercicios anteriores.

Lo anterior significó un pago total de M\$12.000.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 29 de mayo de 2013, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 26 de abril de 2012 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 0,00010726 por acción, el que se pagó en dinero en efectivo e imputó a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2011.

Lo anterior significó un pago total de M\$800.000 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 25 de mayo de 2012, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

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.

18.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de la Sociedad que presenta diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre 2012, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(606)	(1.297)

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

18.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2013:

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Cambio en otras reservas				Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2013 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2013 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.297)	-	691	-	-	(606)
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	(24.668)	-	-	24.668	-	-
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos	(47.063)	-	-	-	24.785	(22.278)
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y SAGESA	16	-	-	-	-	16
Totales	12.515.442	-	691	24.668	24.785	12.565.586

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

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

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

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

Saldos al 31 de diciembre de 2012:

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas		Reservas de cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión de enero a diciembre de 2012 M\$			
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(469)	-	(828)	-	-	(1.297)
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	52.067	-	-	(76.735)	-	(24.668)
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos	-	-	-	-	(47.063)	(47.063)
Efecto por fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y SAGESA	-	-	-	-	16	16
Totales	12.640.052	-	(828)	(76.735)	(47.047)	12.515.442

18.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2013:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/13	15.202.429	231.773	15.434.202
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	9.072.888	-	9.072.888
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(10.634.294)	-	(10.634.294)
Provisión dividendo mínimo del año	(2.721.866)	-	(2.721.866)
Saldo final al 31/12/13	10.919.157	231.773	11.150.930

La utilidad distribuible 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\$9.072.888.

Saldos al 31 de diciembre de 2012:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 1/01/12	11.976.442	231.773	12.208.215
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	4.552.354	-	4.552.354
Ajustes por cálculos actuariales	47.063	-	47.063
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(7.724)	-	(7.724)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.365.706)	-	(1.365.706)
Saldo final al 31/12/12	15.202.429	231.773	15.434.202

La utilidad distribuible 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\$4.599.417.

18.2 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.

18.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la nota 13 f).

19. Ingresos

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

Ingresos Ordinarios	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Venta de Energía	87.470.106	82.344.218
Ventas de energía	87.470.106	82.344.218
Otras Prestaciones y Servicios	2.347.849	2.629.419
Apoyos	289.405	289.743
Arriendo de medidores	339.316	342.783
Cortes y reposición	432.305	754.563
Pagos fuera de plazo	1.076.879	988.388
Otros	209.944	253.942
Totales Ingresos Ordinarios	89.817.955	84.973.637

Según indicado en Nota 14.1 letras b) y c), en 2013 se publicaron nuevas tarifas de distribución y subtransmisión, cuya aplicación generó mayores ingresos por M\$ 5.102.000 (M\$700.000 corresponden a 2012) y menores ingresos por M\$ 1.372.000 (M\$ 924.000 corresponden a la liquidación retroactiva de los años 2011 y 2012, fecha de aplicación del Decreto de Subtransmisión).

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	4.364.313	3.976.278
Venta de materiales y equipos	1.839.686	1.746.046
Arrendamientos	356.713	335.974
Intereses créditos y préstamos	135.398	133.466
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	2.075.520	1.722.383
Otros ingresos	571.041	642.035
Totales Otros ingresos, por naturaleza	9.342.671	8.556.182

20. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	55.952.046	55.731.495
Compra de materiales	3.507.335	3.450.166
Totales	59.459.381	59.181.661

21. Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	8.475.982	7.855.922
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	881.673	806.796
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	411.038	480.935
Activación costo de personal	(759.882)	(735.842)
Totales	9.008.811	8.407.811

22. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	4.655.143	4.506.641
Amortizaciones de intangibles	27.723	29.650
Deterioro activo fijo	-	41.370
Totales	4.682.866	4.577.661

23. Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	4.566.117	5.352.102
Mantención medidores, ciclo comercial	2.807.307	3.127.556
Operación vehículos, viajes y viáticos	407.683	434.123
Arriendo Maquinarias, Equipos e Instalaciones	2.075	-
Provisiones y castigos	220.178	23.256
Gastos de administración	1.639.442	1.881.873
Otros gastos por naturaleza	3.712.389	3.217.536
Total Otros Gastos por Naturaleza	13.355.191	14.036.446

24. Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	399.766	113.757
Otros ingresos financieros	16.535	80.704
Total Ingresos Financieros	416.301	194.461

Costos Financieros	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(859.228)	(659.466)
Gastos por bonos	(504.336)	(534.509)
Otros gastos financieros	(920.829)	(421.799)
Activación gastos financieros	408.165	277.479
Total Costos Financieros	(1.876.228)	(1.338.295)

Resultado por unidades de reajuste	(353.414)	(523.340)
Diferencias de cambio	(1.055)	(6.467)
Positivas	-	-
Negativas	(1.055)	(6.467)
Total Costo Financiero	(2.230.697)	(1.868.102)

Total Resultado Financiero	(1.814.396)	(1.673.641)
-----------------------------------	--------------------	--------------------

25. Información por Segmento

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

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

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

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

26. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

27. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	2.014	2.550
Asesorías medioambientales	Costo	213	400
Gestión de residuos	Costo	1.771	346
Reforestaciones	Inversión	37.577	-
Otros gastos medioambientales	Costo	301	913
Proyectos de inversión	Inversión	73.832	93.144
Totales		115.708	97.353

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

28. 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			Fecha de Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía (M\$)	2014 (M\$)	2015 (M\$)	2016 (M\$)
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.703.602	2.122.444	1.491.545	1.089.613
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.022.038	1.532.490	2.489.548	-
Municipalidad de Carahue	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.000	5.000	-	-
Municipalidad de Curanilahue	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	14.625	14.625	-	-
Municipalidad de Renaico	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.000	2.000	-	-
Director de Vialidad	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	10.454	10.454	-	-
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	92.679	92.679	-	-
Director de Vialidad Region del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	39.358	32.358	-	-
Totales					8.889.756	3.812.050	3.981.093	1.089.613

29. Caucciones 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, respectivamente por un total de M\$268.306.

30. Sociedades Asociadas

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

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2013 %	Saldo al 01.01.2013 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2013 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2013 M\$	Total 31.12.2013 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	80.356	12.654	(1.413)	31	91.628	-	91.628
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	15.282	1.950	(585)	1	16.648	-	16.648
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	7.090	594	(192)	691	8.183	-	8.183
Totales			102.728	15.198	(2.190)	723	116.459	-	116.459

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31.12.2012 %	Saldo al 01.01.2012 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31.12.2012 M\$	Utilidad no realizada 31.12.2012 M\$	Total 31.12.2012 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	80.403	7.958	(7.981)	(24)	80.356	-	80.356
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10460%	14.383	1.425	(524)	(2)	15.282	-	15.282
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10000%	12.828	2.929	(7.839)	(828)	7.090	-	7.090
Totales			107.614	12.312	(16.344)	(854)	102.728	-	102.728

31. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2012
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	USD	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
Chile	USD	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
Totales			-	17.170.673	17.170.673	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Electiva	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2012
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,94%	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	SCOTIABANK	PESOS	6,50%	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
Totales						-	17.170.673	17.170.673	-	-	-	-

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2013	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2013
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	3,00%	913.875	903.968	1.817.843	5.215.584	3.278.746	9.573.586	18.067.916
Totales			913.875	903.968	1.817.843	5.215.584	3.278.746	9.573.586	18.067.916

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2012
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Totales			914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832

- Individualización de bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente			
								Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2013	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2013
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE AN/416	Chile	UF	3,00%	3,00%	913.875	903.968	1.817.843	5.215.584	3.278.746	9.573.586	18.067.916
Totales								913.875	903.968	1.817.843	5.215.584	3.278.746	9.573.586	18.067.916

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente			
								Vencimiento		Total corriente	Vencimiento		Total no corriente	
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2012	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2012
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE AN/416	Chile	UF	3,00%	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832
Totales								914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.530	10.968.014	19.485.832

32. Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	182	167
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	U.F.	Peso chileno	522.149	560.026
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	Dólar	Peso chileno	193	909
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	-	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			522.524	561.102
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y otras cuentas por cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	996.631	1.162.067
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			996.631	1.162.067
TOTAL ACTIVOS			1.519.155	1.723.169
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	Dólar	Peso chileno	-	12.008.099
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.510.794	1.494.426
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			1.510.794	13.502.525
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corrientes	U.F.	Peso chileno	15.317.711	16.314.821
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			15.317.711	16.314.821
TOTAL PASIVOS			16.828.505	29.817.346

Análisis Razonado
Estados Financieros– Empresa Eléctrica de la Frontera 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	37.095	30.955	6.140	20%
Activos No Corrientes	205.970	198.959	7.011	4%
Total Activos	243.065	229.914	13.151	6%
Pasivos Corrientes	65.484	47.814	17.670	37%
Pasivos No Corrientes	20.127	20.413	(286)	(1%)
Patrimonio	157.454	161.687	(4.233)	(3%)
Total Pasivos y Patrimonio	243.065	229.914	13.151	6%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$13.151 respecto de diciembre de 2012, explicado por un aumento en los Activos Corrientes de MM\$6.140 y en los Activos No Corrientes de MM\$7.011.

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

- a) Mayor efectivo y Equivalente al Efectivo (MM\$5.589), provenientes del flujo operacional y préstamos relacionados (Inversiones Eléctricas del Sur S.A. e Inversiones Grupo Saesa Ltda.); compensado parcialmente con pago de deuda financiera de corto plazo y pago de dividendos.
- b) Mayor saldo de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$1.236), por incremento en las tarifas de Distribución¹ y ventas físicas.
- c) Menor Activos por Impuestos Corrientes (MM\$494), por recuperación de Pagos Provisionales Mensuales (PPM) pagados en ejercicio 2012.

¹ Ver explicación, en nota 2 (pág. 6)

Por otro lado, la variación positiva de los Activos No Corrientes es originada principalmente, por un aumento del ítem Propiedades, Planta y Equipo (MM\$7.961), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado con mayor depreciación de los activos fijos.

Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución de Cuentas por Cobrar (MM\$740), originado principalmente por el traspaso de la porción de corto plazo al Activo Corriente, de los créditos por Alumbrado Público de municipalidades.

2) Pasivos

Los pasivos presentan un aumento de MM\$17.384 respecto de diciembre de 2012, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos Corrientes de (MM\$17.670).

La variación positiva de los Pasivos Corrientes se explica, por:

- a) Aumento Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar (MM\$1.541), debido a una mayor compra de energía y pago de peajes, (estimaciones de precios de compra aún no liquidadas por atraso en publicación de decretos).
- b) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$30.711), por mayores préstamos con Matrices (Inversiones Eléctricas del Sur S.A. e Inversiones Grupo Saesa Ltda.) y provisión de dividendos mínimos.
- c) Aumento en Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$764), por mayor impuesto a la renta.
- d) Aumento de Otros Pasivos No Financieros (MM\$1.832), por mayores aportes de subsidios FNDR y de terceros, para construcción de obras.

Compensado parcialmente con:

- a) Disminución de Otros Pasivos Financieros (MM\$17.183), por pago de porción de corto plazo de los Bonos Serie A y préstamos de corto plazo con entidades Financieras.

La disminución de los Pasivos No Corrientes, se explica por menores saldos de Otros Pasivos Financieros (MM\$997), por traspaso del capital de los Bonos Serie A desde Pasivos No Corrientes al Corriente.

Lo anterior, compensado parcialmente con mayores Pasivos por Impuestos Diferidos (MM\$611), producto de una variación mayor en la diferencia temporal, generada por la depreciación acelerada de las propiedades, planta y equipo (utilizado para la contabilidad tributaria).

3) Patrimonio

Este rubro presenta una disminución de MM\$4.233, respecto de diciembre de 2012, explicado por provisión de dividendos mínimos (MM\$2.721), pago de dividendos del periodo neto de provisión de diciembre 2012 (MM\$10.634), compensado parcialmente por el resultado del periodo (MM\$9.072).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-13	Dic-12	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,6	0,6	(12,5%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,5	0,6	(10,0%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,5	0,4	28,9%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	9,2	8,9	4,4%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	76,5%	70,1%	9,1%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	23,5%	29,9%	(21,4%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	12.708	13.156	(3,4%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,4	3,5	(2,0%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	107	105	1,8%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	71,0	71,3	(0,4%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	17.337	11.845	46,4%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	5,69%	2,84%	100,0%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	3,84%	2,01%	91,0%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	9,23%	5,64%	63,7%
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0012	0,0006	99,3%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

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

(2) Razón Ácida:

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

(3) Deuda / Patrimonio:

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

(4) Cobertura Gastos Financieros:

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

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

(5) Deuda CP / Deuda Total:

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

(6) Deuda LP / Deuda Total:

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

(7) Rotación de Inventarios:

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

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2013 la Sociedad considera MM\$41 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2012 sólo MM\$618.

(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):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N}^\circ \text{ mes de cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior}) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N}^\circ \text{ mes de cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior}) / 2}$$

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N}^\circ \text{ mes de cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación}^*}{(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2}$$

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	99.161	93.530	5.631	6%
Materias primas y consumibles utilizados	(59.459)	(59.182)	(277)	0%
Margen de contribución	39.702	34.348	5.354	16%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(9.009)	(8.408)	(601)	7%
Otros gastos por naturaleza	(13.355)	(14.036)	681	(5%)
Resultado bruto de explotación	17.338	11.904	5.434	46%
Gasto por Depreciación y Amortización	(4.683)	(4.578)	(105)	2%
Resultado de explotación	12.655	7.326	5.329	73%
Resultado Financiero	(1.814)	(1.673)	(141)	8%
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	15	12	3	25%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(22)	26	(48)	(185%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	10.834	5.691	5.143	90%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.761)	(1.092)	(669)	61%
Ganancia (Pérdida)	9.073	4.599	4.474	97%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	9.073	4.599	4.474	97%

1) Resultado de Explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior en MM\$5.329, lo que se explica por:

- a) Mayor margen de distribución por MM\$6.117, por incremento en tarifas de distribución², disminución en pérdidas de energía e incremento en las ventas físicas (3,9%).
- b) Menor margen de Subtransmisión por MM\$1.212, por menor tarifa de subtransmisión³ correspondientes al periodo 2011-2013, compensado parcialmente con la entrada en servicio de obras de Subtransmisión.

² 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 Las tarifas de subtransmisión se fijan cada cuatro años. El 9 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de nuevas tarifas, el cual regirá desde el 1 de enero 2011 (en forma retroactiva) hasta el año 2014.

- c) Mayores Gastos por Beneficio a los Empleados por MM\$601 principalmente por mayores bonos generales por obtención de resultados.
- d) Menores gastos en el ítem Otros Gastos por Naturaleza (MM\$681), asociado principalmente a menores costos por operación y mantención del sistema eléctrico, Mantención medidores y Ciclo Comercial en comparación con mismo periodo del año anterior, compensado parcialmente con mayores costos de construcción de obras a terceros.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$141 comparado con el periodo anterior, principalmente por un mayor costo financiero (MM\$538) producto de una mayor deuda promedio en el ejercicio 2013, en comparación con el año anterior.

Lo anterior, parcialmente compensado con:

- a) Mayor ingreso Financiero (MM\$221), producto de inversiones financieras efectuadas por una mayor disponibilidad de Efectivo y Equivalentes al efectivo.
- b) Aumento de los resultado (menor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM\$170), originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-diciembre 2013 (2,1%) versus periodo enero-diciembre 2012 (2,4%).

3) Resultado del Período

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013 obtuvo utilidades por MM\$9.073, lo que implicó un aumento de MM\$4.474 respecto al ejercicio 2012.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	Dic-13 MM\$	Dic-12 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	20.952	10.184	10.768	106%
de la Inversión	(14.582)	(15.098)	516	(3%)
de Financiación	(782)	4.453	(5.235)	(118%)
Flujo neto del periodo	5.588	(461)	6.049	(1312%)
Variación en la tasa de cambio	2	5	(3)	(60%)
Incremento (disminución)	5.590	(456)	6.046	(1326%)
Saldo Inicial	3.714	4.170	(456)	(11%)
Saldo Final	9.304	3.714	5.590	151%

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$9.304.

El aumento del flujo neto del periodo respecto del 2012, se explica por:

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo por actividades de la Operación por mayores ingresos de efectivo procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios y un menor pago a proveedores por el suministro de bienes y servicios.
- 2) Menor flujo negativo de efectivo por actividades de Inversión originado, principalmente por menores compras de propiedades, planta y equipos.
- 3) Mayor flujo negativo de efectivo en actividades de Financiación, originado principalmente por mayores pagos de préstamos financieros y de dividendos, respecto al ejercicio 2012. Lo anterior, compensado parcialmente con mayores préstamos recibidos de entidades relacionadas.

IV. Mercados en que Participa

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

V. Principales Riesgos

1) Riesgos de 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.

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, 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 de 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) Fijación de tarifas de subtransmisión

De acuerdo a la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de subtransmisión, con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014), con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se vio retrasado respecto de su programación original por propia iniciativa de la Autoridad administrativa (CNE), quien en la etapa de entrega extendió el plazo para aumentar el desarrollo del estudio y posteriormente, en la etapa de revisión, para

efectuar análisis más detallados de los estudios presentados, y para la elaboración del Informe Técnico con los cambios realizados por la Autoridad. Asimismo, el Panel de Expertos extendió en su momento el plazo de análisis de las discrepancias presentadas por las empresas al Informe Técnico de la CNE y la publicación de su respectivo Dictamen, comunicado a las empresas a principios de Agosto de 2011.

Adicionalmente, considerando el retraso sufrido en la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) ha llevado a que el decreto fuera publicado el 9 de abril de 2013 dando por concluido este proceso tarifario y con ello, se aplicaran de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE ha comenzado la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante).

A través de su Resolución Exenta N°754/2013 del 29 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. En respuesta a las observaciones planteadas, con fecha 8 de enero de 2014, la CNE emitió su RE N° 06/2014, mediante las cuales estableció las Bases definitivas del Estudio, en las cuales se mantuvieron aspectos no consensuados entre la Autoridad y los Subtransmisores, razón por la cual estos últimos recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir estas diferencias.

Los riesgos relacionados con la regulación de los negocios de Distribución y Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada, además de los costos de operar esos activos.

d) 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, la Sociedad y la relacionada Saesa conjuntamente con su filial 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 un par de 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.

e) Abastecimiento de energía

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

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

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

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

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

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

2.1) Riesgos Tipo de cambio

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

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) Riesgos Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 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 (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad genera corresponde a pesos indexados.

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

El 100% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos estados financieros, con

respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$85.800 por el año 2013.

2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

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

	31/12/2013	31/12/2012
Tasa Interés Variable	0%	0%
Tasa Interés Fija	100%	100%

2.4) Riesgos Liquidez.

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

Actualmente, el 100% de la deuda financiera se encuentra estructurada a largo plazo, mediante bonos.

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

Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 junto a la relacionada Saesa, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de 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 entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

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

El riesgo de incobrabilidad 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	2%	33%
181 a 270	36%	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).

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de la Sociedad en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

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.