

r e p o r t e a n u a l 2 0 1 2





Subestación Antillanca, Comuna de Entrelagos  
Región de Los Lagos

# INDICE

1

## GRUPO SAESA

Carta del Presidente  
Visión Corporativa  
Estructura Organizativa  
Relación de la Propiedad  
Directorio y Administración  
Reseña Histórica

04  
10  
11  
12  
13  
16

2

## REPORTE A LOS ACCIONISTAS

Antecedentes Relevantes  
Factores de Riesgo  
Marcha de la Empresa  
Gestión Financiera  
Hechos Relevantes

20  
22  
26  
36  
40

3

## NEGOCIOS DEL GRUPO

Actividades de la Sociedad  
Empresas Filiales y Coligadas  
Declaración de Responsabilidad  
Centros de Atención

44  
50  
63  
64

# Reporte Anual 2012 Eléctricas del Sur S.A.



## CARTA DEL PRESIDENTE

Jorge  
Lesser  
García-Huidobro

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

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

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

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

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



El crecimiento sólido y consistente en el sector energía ha impulsado al Grupo Saesa a abrirse también a nuevos mercados y zonas geográficas...





Chile se enfrenta al desafío de contar con recursos energéticos suficientes y competitivos para alcanzar el anhelado progreso en las próximas décadas...



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

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

Este plan, en su fase final de ejecución, contempla la instalación de cinco centrales de respaldo, la

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

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

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



## CARTA DEL PRESIDENTE

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

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

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

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

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

Importante es destacar la exitosa colocación de un bono a largo plazo por UF 2.500.000 que realizó Saesa a fines de diciembre de 2012 en el mercado local, con

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

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

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



**Jorge Lesser García-Huidobro**  
**Presidente del Directorio**



“

La visión del Grupo Saesa es ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con sus clientes, orgullo para sus trabajadores y protagonista del desarrollo regional.

”





SAPO  
SAPSA



Visión Corporativa

Estructura Organizativa

Relación de Propiedad

Directorio y Administración

Reseña Histórica

1

Grupo Saesa

# VISIÓN CORPORATIVA

## VISIÓN

Ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores y protagonistas 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 del servicio.

**Integridad:** Hacemos lo correcto

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



# ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

## IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

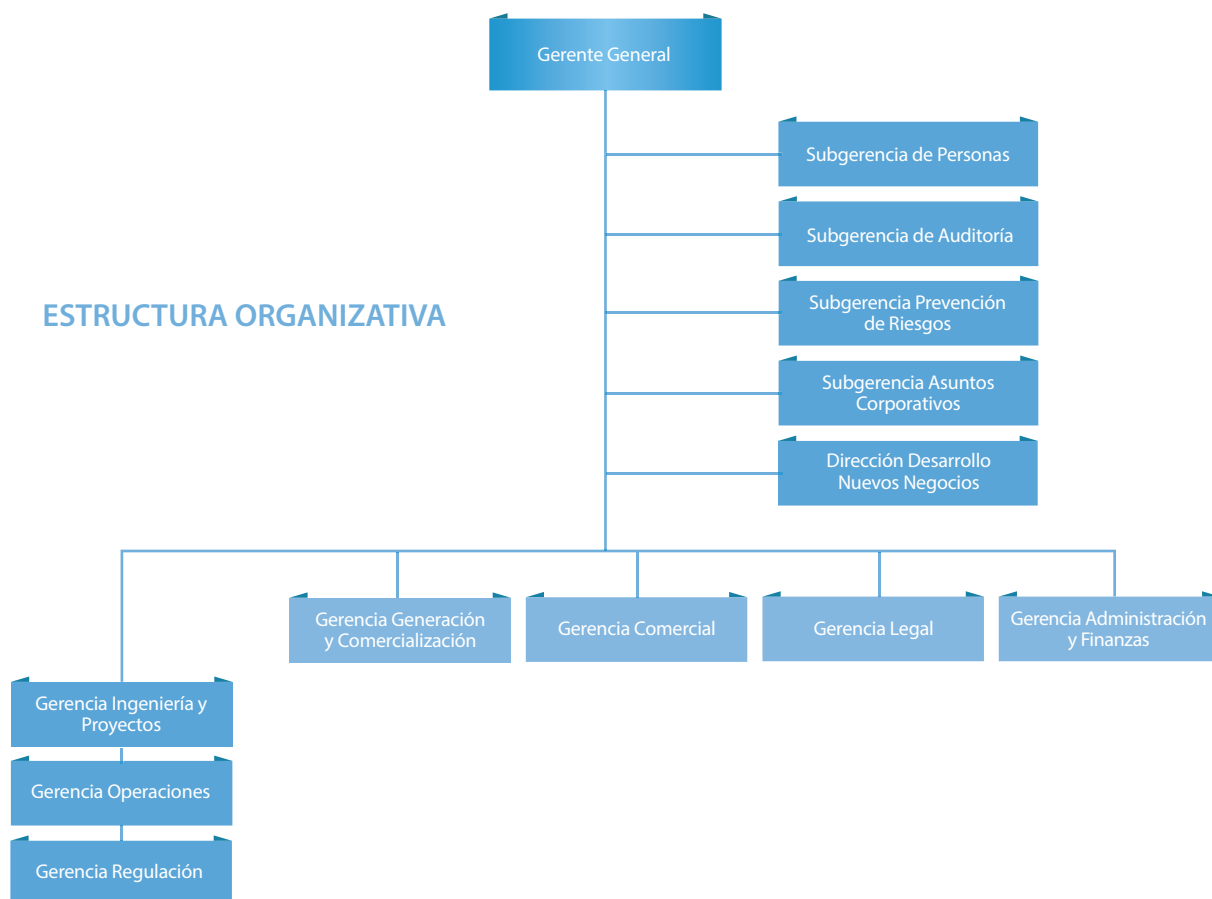
<b>Razón Social</b>	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
<b>Nombre de Fantasía</b>	Eléctricas del Sur
<b>Rol Único Tributario</b>	76.022.072-8
<b>Domicilio Legal y Comercial</b>	Isidora Goyenechea 3621 Piso 20, Las Condes, Santiago
<b>Fono</b>	(2) 24147010 - 24147500
<b>Fax</b>	(2) 24147009
<b>Correo Electrónico</b>	info@saesa.cl
<b>Tipo de Entidad</b>	Sociedad Anónima Cerrada
<b>Insc. Reg. de Valores</b>	Nº 1.016

## DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

Constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso. Extracto inscrito a fojas 26.156 Nº 17.956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008.

Por escritura pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la Sociedad a una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 Nº 26.394 del Registro de Comercio de Santiago del año 2008.

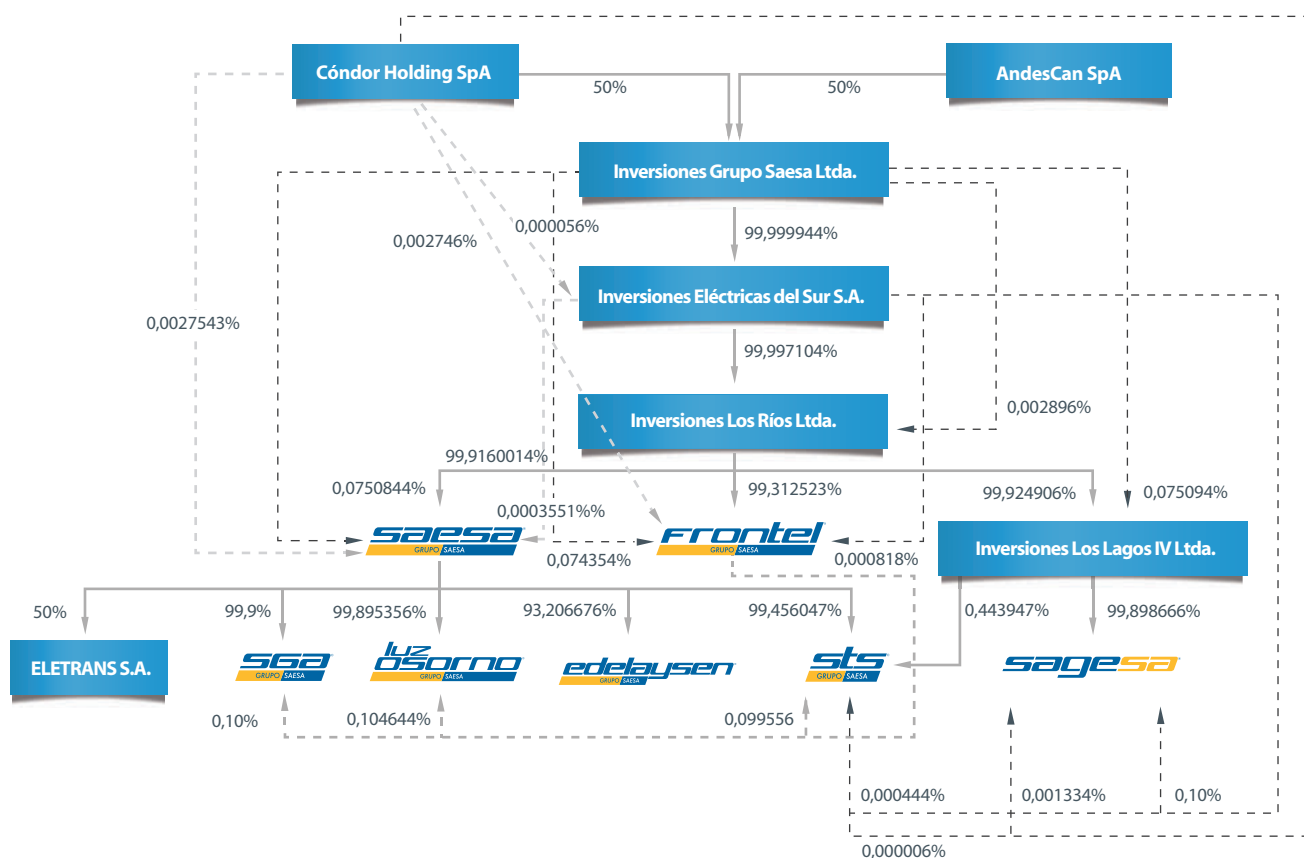
## ESTRUCTURA ORGANIZATIVA



# RELACIÓN DE LA PROPIEDAD

La estructura de la propiedad al 31 de Diciembre de 2012 es la siguiente:

## ESTRUCTURA



## PROPIEDAD Y CONTROL

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Inversiones Grupo Saesa Limitada, posee un 99,99% de Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en forma directa.



ACCIONISTAS	N° DE ACCIONES		TOTAL	% DEL TOTAL
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	60	71.581.000	71.581.060	99,999944%
Cónдор Holding SpA	40		40	0,000056%
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>71.581.000</b>	<b>71.581.100</b>	<b>100%</b>

Durante el año 2012 no se realizaron transacciones de acciones de la Sociedad.

# DIRECTORIO Y ADMINISTRACIÓN

## DIRECTORIO ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y EMPRESAS FILIALES



**PRESIDENTE**  
Jorge Lesser García-Huidobro



**VICEPRESIDENTE**  
Iván Díaz-Molina

En el año 2012 el Directorio de Eléctricas del Sur S.A. y sus Empresas Filiales, se compone de ocho integrantes y la duración en sus cargos corresponde a un período de dos años.



Juzar Pirbhai  
Director Titular

Olivia Steedman  
Director Titular



Juan Ignacio Parot  
Director Titular

Waldo Fortín  
Director Titular



Kevin Roseke  
Director Titular

Ben Hawkins  
Director Titular



No se contempla la existencia de miembros suplentes.

## DIRECTORIO Y ADMINISTRACIÓN

Durante el año 2011, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur se componía de seis miembros. No se contemplaba la existencia de miembros suplentes.

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

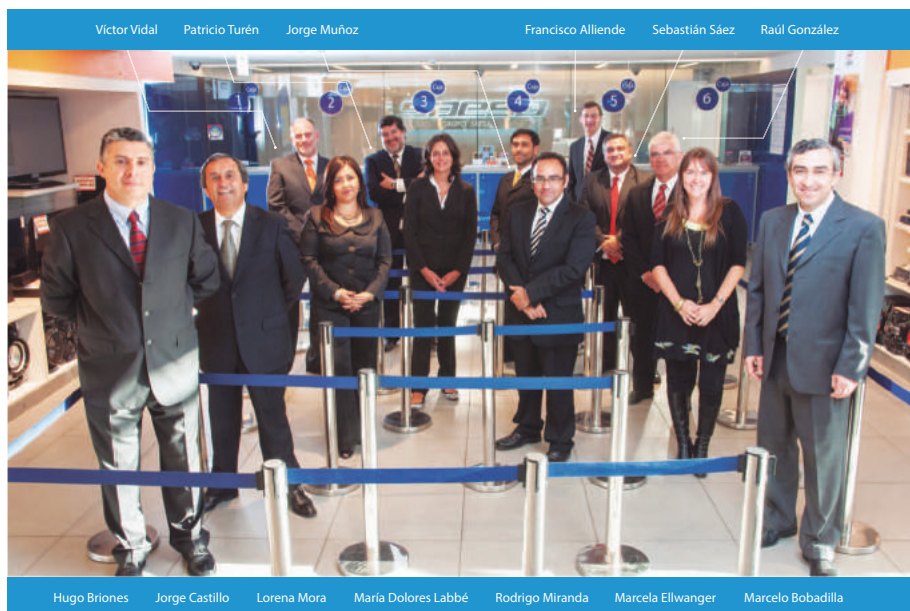
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha Último Nombramiento	Fecha Cesación
Jorge Lesser G.	6.443.633-3	Ingeniero Civil	Presidente	11/05/2012	-
Iván Díaz-Molina	14.655.033-9	Ingeniero Civil	Vicepresidente	11/05/2012	-
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con Mención en Economía	Director Titular	26/04/2012	-
Olivia Steedman	Extranjero	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director Titular	26/04/2012	-
Juan Ignacio Parot	7.011.905-6	Ingeniero Civil Industrial	Director Titular	26/04/2012	-
Waldo Fortín C.	4.556.889-K	Abogado	Director Titular	12/09/2012	-
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director Titular	26/04/2012	-
Ben Hawkins	Extranjero	Maestría en Administración de Empresas	Director Titular	26/04/2012	-
Robert Mah	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director Titular	26/04/2012	12/09/2012
Stacey Purcell	Extranjero	Ingeniero Comercial	Director Titular	29/04/2011	04/01/2012
Adil Rahmathulla	Extranjero	Bachiller en Administración y Comercio	Director Titular	29/04/2011	08/11/2011
John Watt	Extranjero	Ingeniero Civil Químico	Director Titular	29/04/2011	08/11/2011
Kevin Kerr	Extranjero	Ingeniero Comercial	Director Titular	29/04/2011	16/08/2011
Thomas Gray	Extranjero	Licenciatura en Finanzas y Negocios Internacionales	Vicepresidente	25/01/2011	29/04/2011
Pedro Pablo Errázuriz	7.051.188-6	Ingeniero Civil	Presidente	24/11/2009	16/01/2011





# ADMINISTRACIÓN

## COMITÉ EJECUTIVO



## ADMINISTRACIÓN

### Gerente General

Francisco Allende Arriagada  
Ingeniero Comercial / Rut 6.379.874-6

### Gerente Operaciones

Raúl González Rojas  
Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 7.741.108-9

### Gerente Adm. y Finanzas

Víctor Vidal Villa  
Ingeniero Civil Industrial / Rut 9.987.057-5

### Gerente Legal

Sebastián Sáez Rees  
Abogado / Rut 8.955.392-K

### Gerente Comercial

Patricio Turén Arévalo  
Ingeniero Civil Industrial / Rut 7.256.279-8

### Gerente Generación y Comercialización

Marcelo Bobadilla Morales  
Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 10.151.086-7

### Gerente Ingeniería y Proyectos

Hugo Briones Fernández  
Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 7.810.810-K

### Gerente Regulación

Rodrigo Miranda Díaz  
Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 10.784.472-4

### Subgerente de Personas

María Dolores Labbé Daniel  
Ingeniero Comercial / Rut 13.117.638-4

### Subgerente Prevención de Riesgos

Vacante

### Subgerente Auditoría

Jorge Castillo Quiroz  
Contador Auditor / Rut 7.759.917-7

### Subgerente de Asuntos Corporativos

Lorena Mora Sanhueza  
Periodista / Rut 8.750.218-K

### Director Desarrollo Nuevos Negocios

Iván Reyes Trujillo  
Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 6.069.138-K



**1926:** Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., empresa privada que comienza suministrando energía a Lebu, Araruco, Carampangue y posteriormente a Puerto Montt, Osorno y Valdivia.



**1946:** Corfo y Endesa ingresan como accionistas mayoritarios de Saesa para agilizar el Plan de Electrificación del País impulsado por el Estado.



**1956:** Frontel inicia sus actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa, entregando suministro a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Bío-Bío, Malleco y Cautín.

**1957:** Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con el 83,7% de participación.



**1960:** Tras el fuerte terremoto, más del 70% de las redes y subestaciones en Valdivia y Pto. Montt quedaron dañadas, además de grandes daños en instalaciones de Osorno y alrededores. La Sociedad concentró todo su recurso humano y material ante la emergencia.



**1980:** Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, con el 87,5% y 83,7% de participación, respectivamente.

**1981:** En Coyhaique se crea Edelaysen como filial de Endesa. Posteriormente se transforma en sociedad anónima para facilitar su participación en el sector privado.

1926 ||||| 1930 |||||||| 1940 ||||||||| 1950 ||||||||| 1960 ||||||||| 1970 |||||||





Antecedentes Relevantes

Factores de Riesgo

Marcha de la Empresa

Gestión Financiera

Hechos Relevantes





# 2

Reporte a los Accionistas



# ANTECEDENTES RELEVANTES

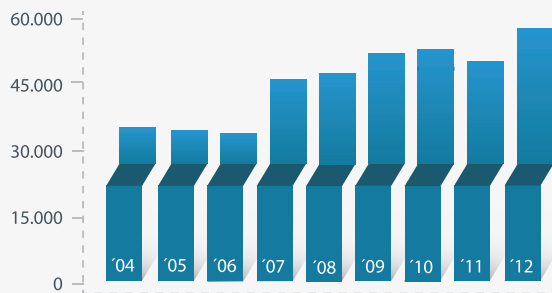
## Antecedentes Financieros

	MM\$ 2012	MM\$ 2011
Ingresos	339.292	380.189
Margen Bruto	124.885	112.995
Ganancia	14.440	5.938
Activos	937.971	875.563
Pasivos	548.894	484.281
Patrimonio	389.077	391.282
Inversiones	52.490	43.968
EBITDA	58.705	51.108

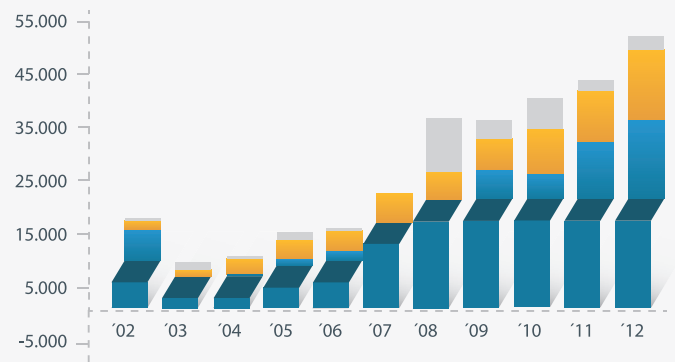
## Antecedentes Operacionales

Consolidado	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	2.890	2.677
Clientes (Miles)	741	722
Trabajadores	886	820
Líneas AT (km)	1.105	1.004
Líneas MT (km)	32.368	32.082
Líneas BT (km)	22.722	22.406
MVA Instalados (AT/MT)	919	826
MVA Instalados (MT/BT)	944	946

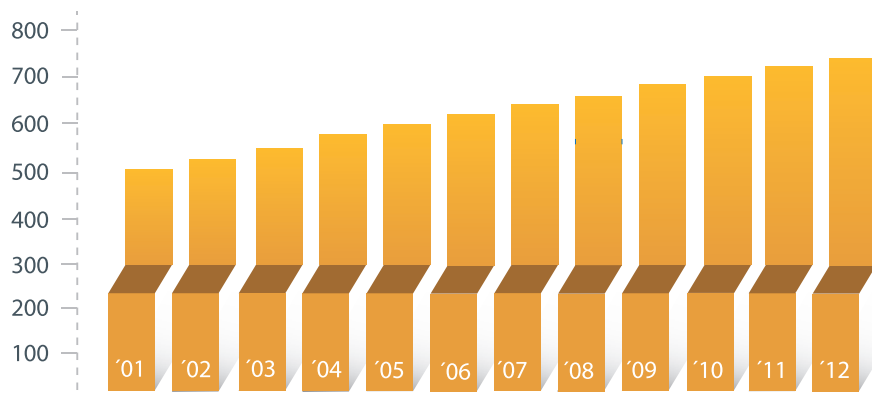
## EBITDA (en MM\$)



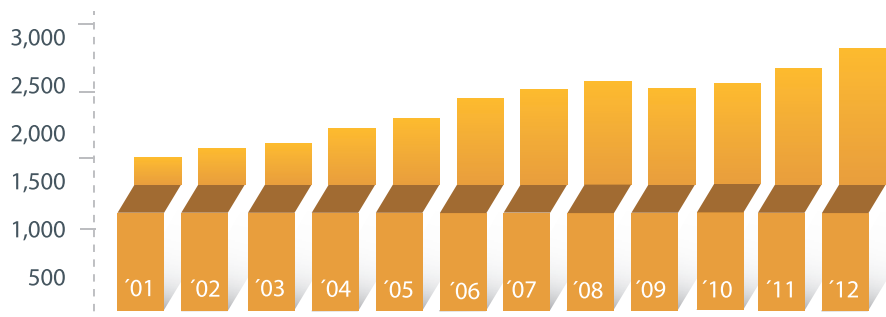
## Inversiones (en MM\$)



### Cientes (en Miles)



### Ventas de Energía (en GWh)



#### Bonos

#### Efectos de Comercio

Eléctricas del Sur	A+	
Saesa	AA	AA / Nivel 1+
Frontel	AA	AA / Nivel 1+

### Clasificación de Riesgo

## 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 expuesta la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

### ■ Riesgo Regulatorio

#### a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

En septiembre de 2007, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.220, conocida como la "Ley Tokman", que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de

resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos principalmente ante la quiebra de empresas eléctricas.

Posteriormente, mediante la publicación en el Diario Oficial de la Ley N° 20.257 en abril de 2008, se introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

En diciembre de 2009, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.402, que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales, con el objeto de que ese Ministerio sea el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía.

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

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

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

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



## b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir, comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial Sagesa S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA, quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, éste debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia, con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto de un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato financiero con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y Sagesa S.A. venden toda su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios, indexados al precio spot principalmente.

## c) Fijación de tarifas de distribución

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan



cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Actualmente, se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016, el cual se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad y sus filiales de distribución no esperan cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

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

## FACTORES DE RIESGO

suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria.

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

### d) 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. En enero de 2009, fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó a regir durante el 2009, con la finalidad que los nuevos precios estén determinados y entren a regir por un nuevo período de cuatro años. No obstante, este proceso se ha visto 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 que ha sufrido la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) hace suponer que durante el segundo semestre de 2013 se dé por concluido este proceso tarifario y con ello, se apliquen de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados mediante Decreto Supremo.

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, incluyendo los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión

en curso se esperan efectos positivos en los ingresos consolidados de la compañía, debido a que una vez publicado el decreto, habrá mayores ingresos por concepto de aplicación retroactiva del mismo, esto es desde enero 2011.

### e) Contratos de suministro

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

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

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro, que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, la SEC emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regu-



lados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

Paralelamente, a fines del 2011, se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realiza mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011, dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 - diciembre 2014.

Adicionalmente, preocupada de los resultados de los últimos procesos de Licitaciones realizadas durante el año 2012, con resultados desiertos en buena parte de ellos, la autoridad ha propuesto la elaboración de nuevas Bases de Licitación para los suministros requeridos desde el año 2015 en adelante, considerando la realización de licitaciones conjuntas, en las que se reúnan los requerimientos de demanda de toda la industria distribuidora. Se espera que durante el 2013 se de inicio y se desarrollen los procesos de licitación por demanda regulada.

#### **f) 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, están enfocadas en reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y consideran que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones complicadas que requerirían de una revisión oportuna respecto de la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2013 – 2014).

#### **■ 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 89% 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 95% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida. Esta última, en menor proporción corresponde a una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija (Cross Currency Swap).

Si bien el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y el 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.

## MARCHA DE LA EMPRESA

**D**urante el año 2012, el compromiso que ha caracterizado al Grupo Saesa ha seguido siendo el pilar fundamental de su accionar.

Entregar un suministro continuo y de calidad a los hogares y al sector productivo del sur de Chile, con eficiencia, integridad, pasión por el cliente y siempre resguardando la seguridad de las personas y del medio ambiente, se mantuvieron como pilares fundamentales del quehacer de la compañía.

### GRAN AVANCE EN LA MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO

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

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

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

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

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





Actividades de la campaña "Vida Saludable y Alimentación Sana" y capacitación para linieros de líneas de vivas, en Patio de Entrenamiento Barro Blanco, Osorno.



## SEGURIDAD, NUESTRO VALOR CORPORATIVO INTRANSABLE

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

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

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

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

Se implementó una nueva herramienta que medirá los estándares de seguridad establecidos por la compañía, dando paso al "Plan SAESA", el que controló con diversas acciones, las actividades preventivas básicas establecidas para el buen desarrollo de las labores encomendadas. Cinco fueron los ítem medidos: Seguridad, Actitud, Educación, Salud y Autocuidado, logrando como resultado un cumplimiento del 84%.

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

## GRANDES PROYECTOS EN DESARROLLO

### Plan Arauco

Tras sufrir las consecuencias de un temporal que causó más daños que el terremoto del 27/F en las instalaciones eléctricas, la empresa, a través de su filial Frontel, estrechó su compromiso con los 55 mil clientes de la Provincia de Arauco, mediante un plan especial de inversiones superior a los \$5 mil millones.

Este plan, aún en ejecución, contempla la instalación de cinco centrales de respaldo, la asignación de nuevas brigadas de operaciones para la provincia, la construcción de una subestación en Cañete y una línea de 66kV entre esta comuna y el sector Tres Pinos. Además, de una nueva oficina de atención a clientes en Los Álamos, ya inaugurada, y un completo plan de comunicaciones y vinculación con autoridades locales y la comunidad.

### Puesta en marcha del Proyecto Puyehue Rupanco

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

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

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

### Central Monreal, asegurando el abastecimiento de Aysén

Este proyecto, emplazado en la Región de Aysén y construido en un tiempo récord de diez meses, consiste en una mini central hidroeléctrica de pasada que aprovecha el desnivel del Lago Paloma y Lago Monreal, para generar 3MW.

La inversión en este proyecto de generación alcanzará los US\$ 12 millones. Su entrada en operación esta proyectada para enero de 2013 y su principal impacto en la comunidad es contribuir al abastecimiento de energía en la región a través de energía limpia, logrando una disminución considerable de consumo de combustible y con ello una baja en las emisiones de CO<sub>2</sub>.



1. Inauguración oficina de atención de clientes Los Álamos.

2. Autoridades durante la inauguración de la Subestación Antillanca, proyecto Puyehue-Rupanco.

3. Central Monreal, Aysén



4. Faenas en la zona cordillerana de Lonquimay.

### Licitación Troncal, un nuevo gran paso

El Grupo Saesa tras su participación en la licitación Troncal a través del consorcio formado con Chilquinta Energía S.A., logró la adjudicación de dos proyectos para la ampliación del Sistema Interconectado Central (SIC). Se trata de las nuevas líneas 2x 220 kV Cardones- Diego de Almagro, y de la 2x 220 kV Ciruelos- Pichirropulli.

La inversión estimada para materializar ambos proyectos es de aproximadamente US\$150 millones, y el plazo de construcción es de cinco años.

De esta manera el Grupo Saesa concreta su interés por ser un actor relevante en todos los segmentos de la energía en Chile, contribuyendo así con el desarrollo energético que el país requiere.

### PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Saesa y Frontel mantienen su respaldo al desarrollo de este programa conectando a las familias y comunidades más alejadas de los centros urbanos, que reciben con enorme alegría la llegada de la electricidad.

Cada uno de estos proyectos ratifica el gran compromiso y esfuerzo del Grupo Saesa con las comunidades en las regiones donde opera. Estas obras son financiadas por el Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), la empresa y en parte por los beneficiarios. Conectar y luego mantener la continuidad del suministro en los sectores aislados de la zona sur de nuestro país, es una labor que nos llena de satisfacción, sobre todo por la gran complejidad que trae consigo la materialización de estas obras.

Durante el año 2012, se conectaron los siguientes proyectos:

Empresa	Nº Proyectos FNDR	Presupuesto M\$	Nº Beneficiarios
Saesa	5	721.157	127
Fontel	16	4.123.052	590
<b>TOTAL</b>	<b>21</b>	<b>4.844.209</b>	<b>717</b>

Además, durante al año 2012, se contrataron treinta y seis proyectos de Electrificación Rural, veinticinco en Saesa y once en Frontel, con un presupuesto estimado de más de cuatro mil millones de pesos y que beneficiarán a 862 familias de sectores rurales.

## GESTIÓN COMERCIAL

Las actividades en el año 2012 se han focalizado en la prestación de productos y servicios orientados a responder de manera integral a los requerimientos y necesidades que planteen los clientes a la compañía, contando con una mejor información y coordinación que atienda en forma oportuna a estos requerimientos, de manera de asegurar la calidad de dichos servicios o productos.

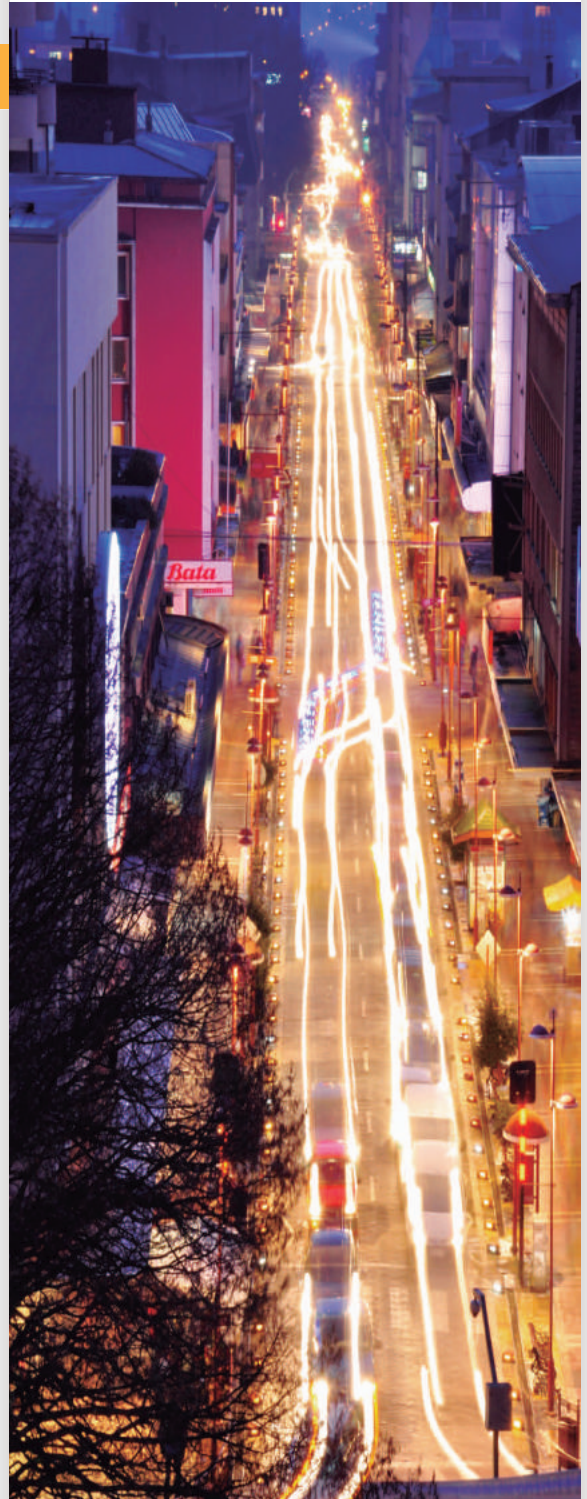
Focos de atención:

- Expansión de la oferta de proyectos, productos y servicios, controlando la calidad y oportunidad de estos a nuestros clientes.
- Fortalecer la relación con los clientes y la autoridad, a través de paneles de clientes, reuniones con autoridades gubernamentales y SEC para las distintas zonas, generación de políticas comerciales que unifiquen los sistemas de atención a los clientes dentro de toda nuestra zona de concesión. Además, se incrementó la participación en eventos en las distintas regiones, lo que nos permitió mejorar nuestro posicionamiento dentro de ellas.

### Participación en proyectos de Aluminado Público

En el año 2012 la compañía participó en un gran número de licitaciones públicas por mejoramiento de Aluminado Público (AP) desde la Región de la Araucanía hasta la Región de los Lagos. Destacan entre estos, los proyectos de AP de Angol, Los Sauces, Quilaco, Traiguén y Lota, junto a los proyectos relevantes por la cantidad de lámparas instaladas en el caso de Valdivia II Etapa. Este proyecto viene a complementar lo realizado en el año 2008 con el reemplazo de 9 mil dispositivos por otros de mayor potencia, calidad lumínica y ahorro energético.

Otros de los proyectos relevantes de AP en el año, fue la "Reposición de Aluminado Público Panguipulli". Iniciativa que genera un nuevo rostro en las calles de la ciudad durante la noche, basado en un sistema de iluminación con tecnología LED. Esta iniciativa de la Ilustre Municipalidad de Panguipulli, fue ejecutada por Saesa, aplicando una tecnología más económica por su mayor rendimiento y bajo consumo. Consistió en el cambio de 107 luminarias de sodio por lámparas LED, mejorando la estética y seguridad de este punto turístico en la zona sur.



Proyecto alumbrado público calle Ramírez, Osorno

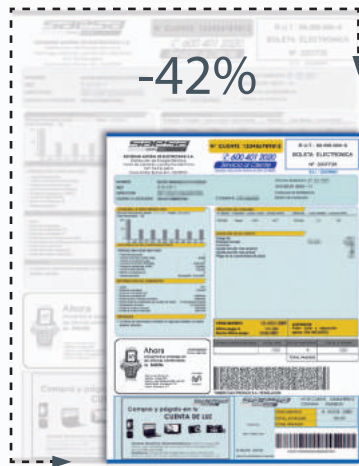




### Servicio de Arriendo de Equipos Electr6genos para Respaldo (grandes clientes)

La provisi6n de generaci6n de respaldo es un importante servicio para los clientes, cuya continuidad de suministro es de vital relevancia para sus procesos.

El grupo Saesa comenz6 en el 2008 con la instalaci6n de siete centrales. Esta actividad cuenta hoy con dieciocho clientes y cuarenta y siete grupos generadores en funcionamiento (43 de 800 KW y 4 de 400 KW) brindando servicio a diversos clientes distribuidos en las distintas zonas de concesi6n, desde Lautaro Regi6n del Bío-Bío, hasta Chiloé Regi6n de Los Lagos, totalizando 36 MW de potencia instalada lo que posiciona a la Compaía como un actor relevante en este negocio.



### Rediseño de la Boleta de Suministro Eléctrico

Se rediseñ6 la boleta de suministro eléctrico reduciendo su tamaío en un 42%, lo que se traducirá en un menor uso de papel equivalente a 250 árboles al aío.

### Participaci6n en Ferias de Negocios

El aío 2012 estuvo marcado por una gran participaci6n del Grupo Saesa en distintas ferias y eventos de la regi6n, todo esto con el objetivo de posicionar la marca y dar a conocer los distintos productos y servicios disponibles para sus clientes. Algunas de ellas fueron el Encuentro Empresarial del Sur (ENE Sur), Aquasur, Cámara CCHC y Seminario Eficiencia Energética en Puerto Varas.

Una de las ferias mäs destacadas fue la Expoapemec. El Grupo Saesa fue la única empresa distribuidora y sub-transmisora presente en este evento organizado por la Asociaci6n de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas, que se realiz6 a mediados del mes de junio en el Espacio Riesco, Santiago. La Feria cont6 con la participaci6n de mäs de cincuenta empresas expositoras representando a mäs de catorce países de Europa, Asia y América, sesenta oradores especialistas y mäs de 1200 visitantes internacionales.



### Residuos Peligrosos

La gestión de los residuos peligrosos generados por nuestra operación continúa siendo parte importante del compromiso del Grupo Saesa con el medio ambiente, por lo que durante el año 2012 se retiraron desde diversas instalaciones de la Compañía, 190 toneladas de residuos líquidos, compuestos por aceites de motor usado y agua contaminada con hidrocarburos y más de 630 toneladas de residuos sólidos, en los cuales se incluyen 535 toneladas correspondientes a transformadores en desuso, los que fueron transportados y dispuestos por empresas autorizadas.

### Evaluación

Durante el año 2012, nuestra Compañía sometió a evaluación de impacto ambiental por parte de la autoridad cuatro nuevos proyectos relacionados a subestaciones de transmisión, líneas de transmisión y centrales generadoras mayores a 3 MW. Siendo aprobados en este mismo período por los respectivos Servicios de Evaluación Ambiental (SEA), dos proyectos que se encuentran en distintas etapas de implementación, estos son Subestación Río Bonito (Línea 66kV Pilauco-Pichil) y centrales zona Arauco (Cañete, Lebu y Curanilahue).

### Ponte las Pilas

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

### Orquídeas de Nahuelbuta

Es importante destacar el aporte de tres millones de pesos al Proyecto Orquídeas de Nahuelbuta, impulsado por la Municipalidad de Angol y desarrollado por Christian Romero, estudiante de Ingeniería en Biotecnología Vegetal del Campus Los Ángeles de la Universidad de Concepción. El propósito del estudio es indagar un método de propagación in vitro de 3 especies, lo que permitirá obtener clones y disminuir los problemas asociados a la reproducción de dichas especies.



Entrega de contenedores campaña "Ponte Las Pilas"

Entrega de aporte a Proyecto Orquídeas de Nahuelbuta





Dentro de sus actividades, la empresa mantiene una abierta, sana y constante relación con los usuarios de las comunas de su zona de operación, así como también con sus representantes y autoridades. A través del apoyo a las actividades municipales y sobre todo por medio de su programa de Vida Sana y Deporte, el Grupo Saesa promueve las actividades al aire libre y la sana competencia.

#### **Campaña "A la Escuela con Energía"**

Escuelas vulnerables de comunidades alejadas de los centros urbanos son beneficiadas por la campaña "A la Escuela con Energía", que implementa salas audiovisuales a establecimientos de comunas donde distribuye energía, en el marco del plan de Responsabilidad Social Empresarial. Es así como niños mapuches agradecen a la empresa a través de un afiche confeccionado por ellos mismos "¡Chaeltu may pu Frontel!".



#### **Corridas Familiares**

Estas actividades se desarrollan en conjunto con algunas municipalidades, convocando en conjunto a centenares de corredores profesionales y amateur, que recorren rutas de hasta seis kilómetros, lo que se constituye en una fiesta deportiva que por única vez en el año llega hasta las comunas más pequeñas, con alto nivel de vulnerabilidad social.

El Grupo Saesa financia la actividad y junto con ello, entrega incentivos a los mejores corredores y a aquellos establecimientos educacionales con mayor cantidad de participantes.



#### **Libsur Saesa**

En su décimo cuarta temporada, la Liga del Básquetbol del Sur, incorporó dos nuevos equipos, sumando en total 16 clubes deportivos, logrando promover a cerca de mil niños y jóvenes de 12 ciudades desde Victoria hasta Castro, para que puedan practicar baloncesto de manera constante durante los 7 meses de duración del campeonato.

Libsur Saesa, no sólo fomenta y financia este deporte, sino que también involucra a las familias y comunidades a participar y apoyar a sus clubes, promoviendo valores como el trabajo en equipo y el compromiso deportivo.

# MARCHA DE LA EMPRESA

## NUESTRAS PERSONAS



	Saesa y Filiales	Frontel	Sagesa	TOTAL
Gerentes y ejecutivos principales	27	1	2	30
Profesionales y técnicos	333	239	16	588
Administrativos y electricistas	149	118	1	268
<b>TOTAL</b>	<b>509</b>	<b>358</b>	<b>19</b>	<b>886</b>

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

Esta premisa fue la que impulsó a la compañía a involucrarse en el Programa de Certificación de Competencias Laborales, que – en conjunto con la Asociación de Empresas Eléctricas A.G. - logró certificar a 94 linieros en su oficio, quedando con ello absolutamente validados para su desempeño en redes

eléctricas.

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

En el año 2012, treinta y nueve de nuestros colaboradores pudieron realizar estudios de pre y post grado, gracias a becas y financiamiento directo otorgado por la empresa, a través del programa Crece, el cual ya esta en su octavo año





La visión del Grupo Saesa es ser la mejor empresa del Sur de Chile...  
Sobre estos cimientos se basa la esencia de las acciones que la  
empresa realiza en beneficio de sus colaboradores



de realización. 120 trabajadores ya se han titulado en lo que va del programa.

Durante el año 2012, nuevamente se aplicó la encuesta de clima organizacional, que tuvo un 95% de tasa de respuesta, arrojando un un 81% de satisfacción, lo que se traduce en el mejor resultado de los últimos 5 años.

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 la Navidad con un beneficio especial para los contratistas y otros beneficios como tarifa eléctrica

especial para consumo doméstico, un seguro complementario de salud y dental, que incluye un seguro catastrófico y de vida, y bonificaciones por matrimonios, nacimientos, defunciones, cargas familiares, horario de verano, entre otros.

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



# 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 a partir del ejercicio 2010 en adelante, 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 formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2012 queda determinada por los siguientes montos:

	M\$
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	14.165.636
Pérdidas acumuladas	-
Dividendos distribuidos con cargo al ejercicio 2012	-
<b>Utilidad Líquida Distribuible Ejercicio 2012</b>	<b>14.165.636</b>

## Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad desde el año 2009 son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción en moneda histórica	Imputado ejercicio
Extraordinario N° 1	22-6-09	5,55067	2008
Provisorio N° 2	22-6-09	55,88067	2009
Final N° 3	30-5-11	81,81903	2010
Extraordinario N°4	30-5-11	11,94720	2009
Final N°5	27-6-12	78,83366	2011
Extraordinario N°6	27-6-12	74,83819	2010

## Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2012: A pagar dividendo final N° 7	14.165.636
<b>Utilidades Distribuibles ejercicios anteriores:</b> A pagar dividendo adicional N° 8	5.834.364
<b>Utilidad a distribuir</b>	<b>20.000.000</b>

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 7 de \$ 197,89631 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.12. Este dividendo representa un 100% de la utilidad.

Adicionalmente, el Presidente propone a la Junta, destinar M\$ 5.834.364 al pago de un dividendo adicional de \$ 81,50705 por acción, con cargo a las reservas de las utilidades distribuibles de los ejercicios anteriores destinadas para tal efecto.

## Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012 ascendía a M\$340.106.755 distribuido en 71.581.100 acciones suscritas y pagadas.

En caso que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2012 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	340.106.755
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.101.732
Otras reservas	26.319.264
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>367.527.751</b>

# GESTIÓN FINANCIERA

## 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. Además, el Directorio no contempla la existencia de miembros suplentes. En el año 2012, correspondió la renovación del Directorio en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2012, eligiéndose como Directores titulares a los señores Jorge Lesser García – Huidobro, Iván Díaz – Molina, Juzar Pirbhai, Olivia Steedman, Juan Ignacio Parot Becker, Kevin Roseke, Robert Mah y Ben Hawkins.

En sesión ordinaria celebrada con fecha 12 de septiembre de 2012, el Directorio tomó conocimiento de la renuncia a su cargo como director titular de la Sociedad del señor Robert Mah. En la misma sesión, se designó como director reemplazante al señor Waldo Fortín.

## Remuneración del Directorio y Gerentes

En conformidad a lo dispuesto en la Ley N° 18.046, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad. Los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	2012 (en M\$)					Año 2011
	Eléctricas	Saesa y Filiales	Frontel	Sagesa	Total	
Jorge Lesser G.	1.356	27.923	22.499	1.355	53.133	50.901
Iván Díaz M.	1.356	30.101	22.499	1.355	55.311	48.840
Pedro Pablo Errázuriz D.	0	0	0	0	0	1.999
<b>Total</b>	<b>2.712</b>	<b>58.024</b>	<b>44.998</b>	<b>2.710</b>	<b>108.444</b>	<b>101.740</b>

Durante el año 2012 y 2011, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

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

Corresponde a la próxima Junta Ordinaria de Accionistas fijar la remuneración de los Directores para el ejercicio 2013.

Las remuneraciones totales percibidas por los gerentes y principales ejecutivos de la sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2012 ascendieron a MM\$2.045. Durante igual período de 2011, dichas remuneraciones alcanzaron a MM\$1.871.

Durante el año 2012, las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales ascendieron a MM\$330. Durante el año 2011, las indemnizaciones por años de servicio fueron de MM\$ 71.



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 y 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.

## **Información Financiera**

### **■ Políticas de Inversión y Financiamiento**

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

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

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

### **■ Política de Dividendos**

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

### **■ Propiedades y Seguros**

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participan, la Sociedad y sus filiales poseen para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.



## HECHOS RELEVANTES

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

En sesión de Directorio celebrada con fecha 4 de enero se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Gerente General de la Sociedad de don Francisco Mualim Tietz; en su reemplazo se designó a don Francisco Alliende Arriagada a contar del 1 de febrero de 2012. En la misma sesión se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la señora Stacey Purcell, en su reemplazo se designó al señor Juzar Pirbhai, hasta la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2012, en la que se efectuó la renovación total del Directorio de la Sociedad.

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2012, se procedió a la modificación de los artículos Décimo Segundo y Vigésimo de los estatutos de la Sociedad, aumentando de seis a ocho el número de miembros que integran el Directorio de la Sociedad y disponer que todos los acuerdos del Directorio se tomen por a lo menos cinco de sus ocho miembros.

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

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



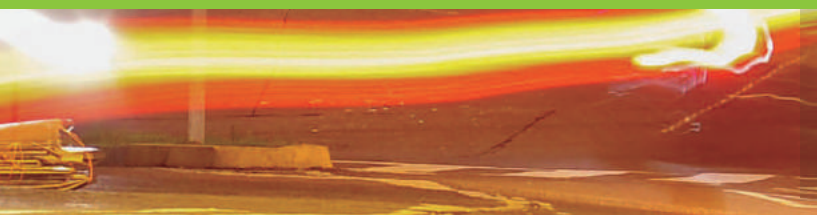




Actividades de la Sociedad  
Empresas Filiales y Coligadas

3

Negocios de Grupo



## ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD



### ACTIVIDADES Y NEGOCIOS

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers` Pension Plan Board ("OTPPB") y Alberta Investment Management Corp ("AIMCo") controlan las empresas del "Grupo Saesa".

El Grupo Saesa está conformado por las empresas operativas Sociedad Austral de Electricidad S.A. ("Saesa"); Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. ("Frontel"); las filiales de Saesa: Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("STS"), Sociedad Generadora Austral S.A. ("SGA"), Empresa Eléctrica de Aisén S.A. ("Edelaysen"), Compañía Eléctrica Osorno S.A. ("Luz Osorno") y Eletrans S.A. que corresponde a una participación conjunta entre Saesa y Chilquinta Energía S.A. (esta última, no perteneciente al grupo empresarial de Saesa); y por Sagesa S.A.. A ellas debemos sumar las sociedades Inversiones Los Ríos Ltda. e Inversiones Los Lagos IV Ltda..

El Grupo está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que le permite a las empresas operativas mantener su presencia y cercanía con los clientes en las distintas zonas de concesión y facilitar la generación de nuevas alternativas de negocios dentro del giro eléctrico.

### MAYOR DISTRIBUIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las empresas del Grupo Saesa participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y, en menor medida, en el de generación. El principal activo de la Sociedad lo constituyen sus redes de distribución y transmisión. A través de sus filiales: Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelaysen, es el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

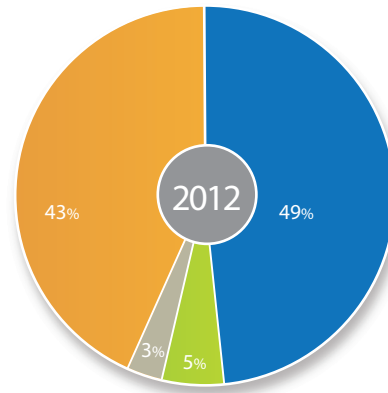
Al mismo tiempo, con ventas en 2012 por 2.890 GWh y 741 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes.

**CRECIMIENTO SOSTENIDO DE LA DEMANDA**

Las zonas de concesión donde operan las empresas del Grupo Saesa presentan un gran dinamismo, gracias al desarrollo económico experimentado por la zona sur del país, impulsado principalmente por las industrias forestales y salmoneras, junto con el desarrollo urbano en la zona, lo cual se ha visto reflejado en el crecimiento de las operaciones en los últimos años, tanto en ventas de electricidad como en número de clientes atendidos.

Desde el año 2001 a la fecha, las ventas de energía eléctrica crecieron a una tasa anual promedio de 4,8%, mientras que los clientes atendidos lo hicieron a una tasa de 3,6%. Lo anterior, ha sido posible gracias al constante esfuerzo de suministrar energía eléctrica a todos los sectores de su zona de influencia. Las ventas de energía eléctrica presentan una alta correlación con el crecimiento económico, la actividad industrial y comercial.

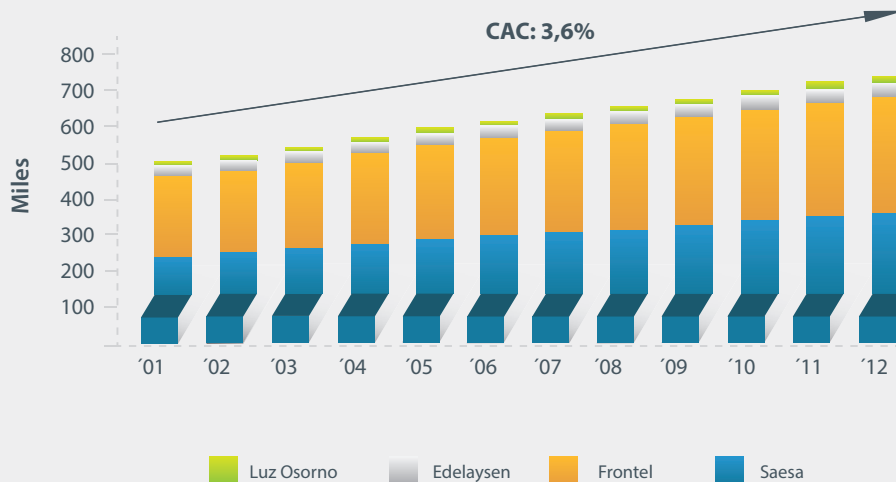
Cientes por Empresa



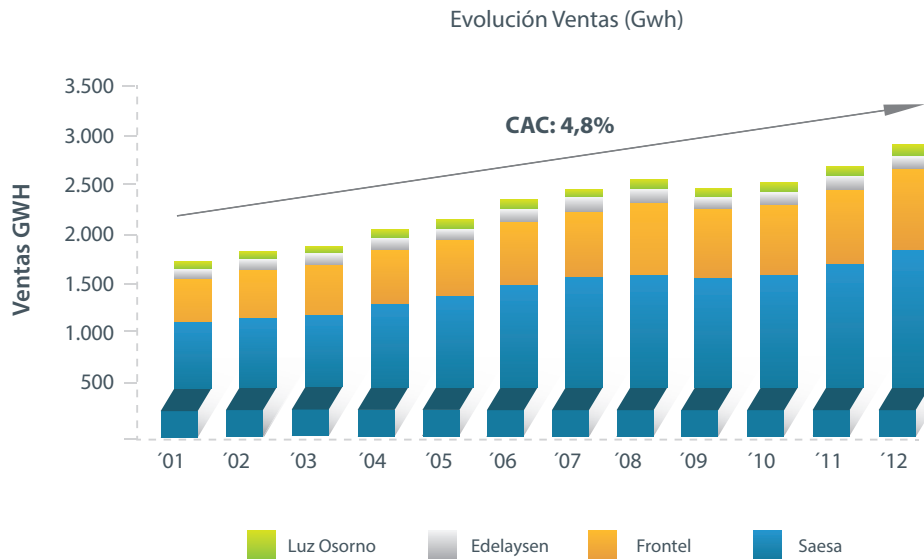
Edelayesen Luz Osorno Frontel Saesa



Evolución Clientes (Miles)



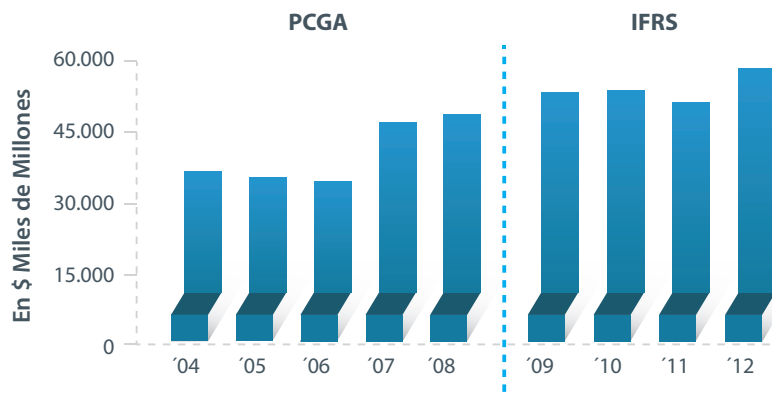
# ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD



## GENERACIÓN DE FLUJO

Al participar en una industria regulada como es la distribución eléctrica, la generación de flujo de la Sociedad y sus filiales es altamente estable. En el futuro, igualmente, se espera que la generación de caja se mantenga estable y creciente.

Evolución Generación Consolidada de Flujos (1):



(1) EBITDA (PCGA): Resultado Operacional + Depreciación + Amortización + Ingresos no Operacionales Recurrentes.  
 EBITDA (IFRS): Ingresos de Actividades Ordinarias + Otros Ingresos, por Naturaleza – Materias Primas y Consumibles Utilizados-Gastos por Beneficios a los Empleados – Otros Gastos por Naturaleza





## INVERSIONES

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en cuatro segmentos o negocios: Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Frontel, Sagesa, Saesa y sus filiales Edelayen, Luz Osorno y STS, logrando abarcar desde la Región del Bío Bío hasta la Región de Aysén.

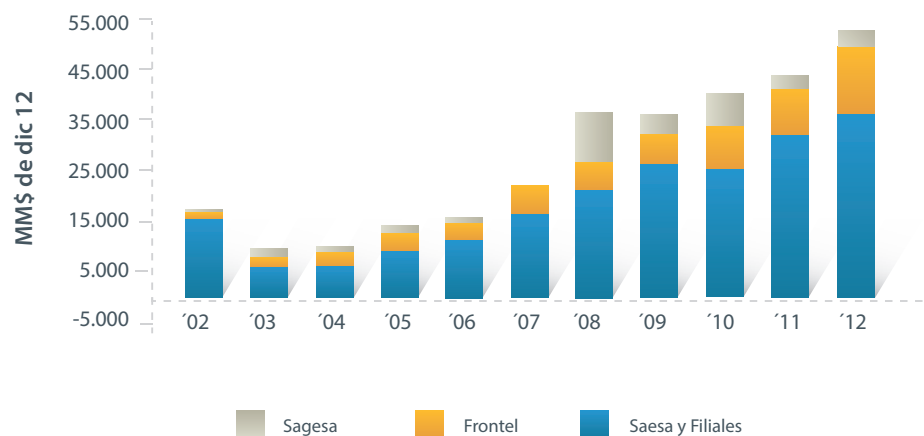
El plan contempla por una parte, "inversiones base" que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad.

La estimación anual aproximada del plan de inversiones bordea los MM\$ 50.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Respecto a proyectos que están en ejecución, se destacan los relacionados a Pérdidas Técnicas que buscan disminuir las pérdidas de la red de MT a través de la creación de nuevos puntos de suministro. A la fecha se han desembolsado aproximadamente MM\$12.000 y se estima finalice el 2014, con un saldo por invertir de aproximadamente MM\$4.000.

Otra obra relevante en ejecución es el proyecto Puyehue-Rupanco, que contempla la construcción de líneas y subestaciones para evacuación de centrales hidroeléctricas de pasada en el sector del Lago Ranco. A la fecha, se han desembolsado aproximadamente MM\$ 22.000 y se estima finalice el 2014, quedando un saldo por invertir de aproximadamente MM\$8.000.

La inversión total del año 2012 fue de aproximadamente \$ 52.000 millones.



## ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

Consecuencias directas de este plan de inversión han sido el incremento en la eficiencia operacional, gracias a la disminución de pérdidas de energía y otros factores, y la notoria mejoría observada en los indicadores de frecuencia media y tiempo total de interrupción por kVA instalado.

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participan, las empresas filiales de Eléctricas S.A. poseen para sus instalaciones pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

### CALIDAD DE SERVICIO

Mejorar la calidad y eficiencia en el abastecimiento de electricidad, es un objetivo permanente para el Grupo Saesa, tanto desde, el punto de vista de la atención comercial,

como de la calidad del producto. En la actualidad, los indicadores, tanto urbanos como rurales, presentan niveles por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

### TRANSMISIÓN

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión corresponden principalmente a transporte de energía desde las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, y a prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

	STS	Saesa	Frontel	Edelaysen	Total
Líneas AT (km)	657	155	72	221	1.105
MVA instalados 220-110-66kV	720	80	-	-	800
MVA instalados 220-110-66/23-13.2 kV	812	-	107	-	919

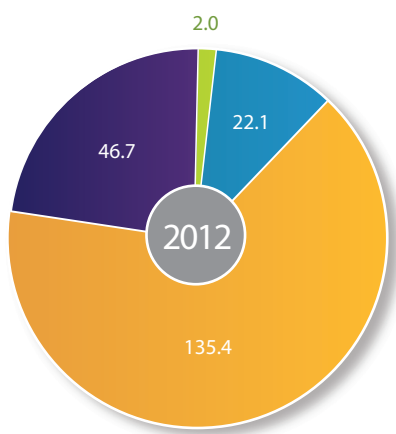
Adicionalmente, la filial STS opera instalaciones de terceros correspondientes a 23,8 km de líneas AT.

### GENERACIÓN

La capacidad instalada para el negocio de generación es la siguiente:

	MW	MVA
Edelaysen	51,2	68,0
Sagesa	155,0	193,8
Total	206,2	257,8

Capacidad de Generación: 206,2 MW



La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diésel de 46,7 MW y un grupo de generadores diésel.

Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC, a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado; la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

■ Hidro ■ Diesel/Gas Natural ■ Diesel ■ Viento

#### ■ SISTEMAS AISLADOS

Las empresas del Grupo han desarrollado proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que necesitan disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por las filiales Saesa, Frontel y Edelayesen son los siguientes:

		Ventas de Energía (MWh)	Clientes
<b>Saesa</b>	Ayacara	638	507
	Isla Tac	91	83
	Isla Huar	373	528
<b>Frontel</b>	Santa María	682	533
<b>Edelayesen</b>	Cisnes	3.003	1.077
	Huichas	810	450
	Villa O`Higgins	501	276
	Amengual - La Tapera	308	228
	Sta. Bárbara	178	1(*)
<b>TOTAL</b>		<b>6.584</b>	<b>3.683</b>

(\*) Gobierno Regional de Los Lagos

# EMPRESAS FILIALES

## ZONA DE OPERACIONES



VIII y IX Regiones Clientes 315 mil / Ventas 794 GWh



IX, X y XIV Regiones / Clientes 366 mil / Ventas 1.842 GWh



VIII, IX y X Regiones / Líneas 110-66 kV: 657 km



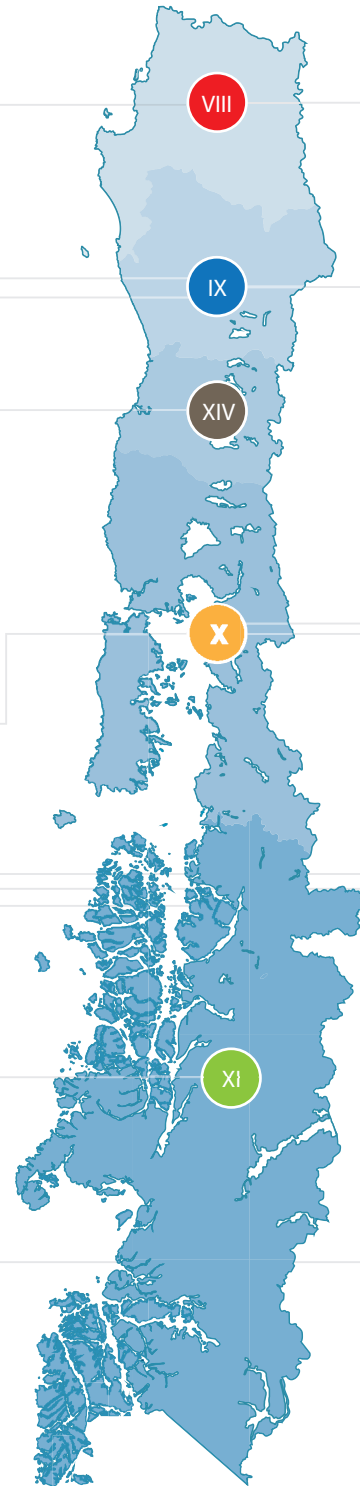
XI Región / Clientes 40 mil / Ventas 131 GWh  
Capacidad Instalada: 51,2 MVA



X Región / Clientes 19 mil / Ventas 122 GWh



Desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos propios y de terceros



## Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
 Capital suscrito y pagado: M\$ 304.501.634  
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%  
 (Indirecta)

Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende a más de 366 mil clientes.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 155 km de líneas de 110 kV, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de la filial STS.

A través de su filial Edelayen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aisén.

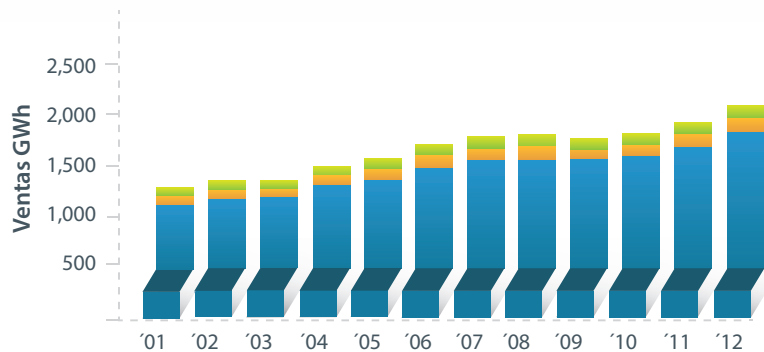
En los últimos 10 años, esta sociedad, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 5%. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial. 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 S.A., 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.

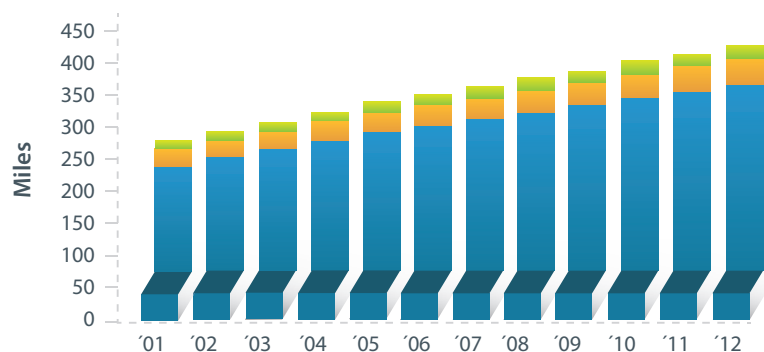
Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa realizó inversiones por un monto de \$10.848 millones durante el año 2012.

Las ventas de energía durante 2012, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 2.096 GWh



■ Luz Osorno   
 ■ Edelayen   
 ■ Saesa

Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 426 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,9% respecto del año 2011.



## EMPRESAS FILIALES



### Antecedentes Financieros Consolidados (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	243.606	283.112
Margen Bruto	84.299	76.123
Ganancia	21.174	15.366
Activos	671.817	614.670
Pasivos	292.137	236.336
Patrimonio	379.680	378.334
Inversiones	36.023	31.935
EBITDA	44.711	38.535

### Cifras Operacionales Individuales

	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	1.842	1.693
Clientes (Miles)	366	356
Trabajadores	353	318
Líneas AT (km)	155	155
Líneas MT (km)	11.029	10.974
Líneas BT (km)	8.348	8.217
MVA Instalados (MT/BT)	507	510

## Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$133.737.399

Participación Inv. Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,31%  
(Indirecta)

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.

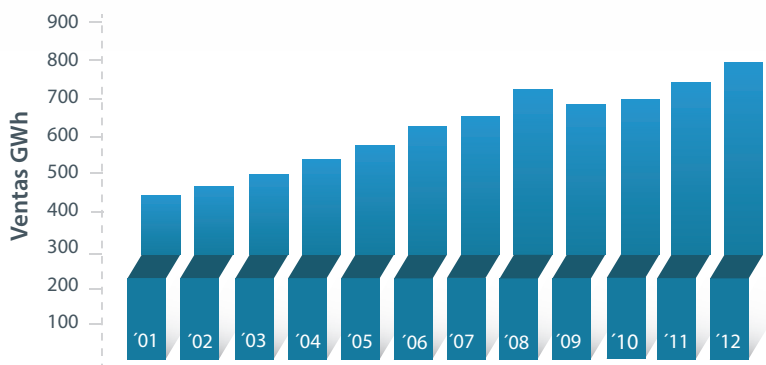
Frontel opera principalmente en los sectores rurales de estas regiones, abasteciendo cerca del 20% de la demanda. Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 72 km de líneas de 110 kV y 107 MVA instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento 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.

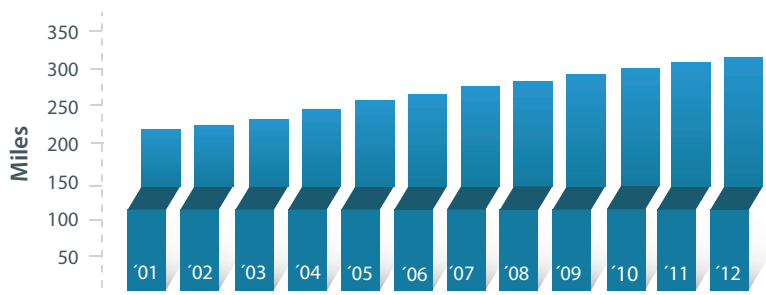
Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A. la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, 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.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2012 ascienden a \$13.679 millones.

Las ventas de energía durante 2012 alcanzaron a 794 GWh.



Frontel al cierre del ejercicio atendía a 315 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,2% respecto del año 2011.



## EMPRESAS FILIALES



### Antecedentes Financieros

	2012	2011
Ingresos	93.530	94.284
Margen Bruto	34.348	27.881
Ganancia	4.552	2.641
Activos	229.914	223.354
Pasivos	68.227	64.753
Patrimonio	161.687	158.601
Inversiones	13.679	9.757
EBITDA	11.845	8.535

### Cifras Operacionales

	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	794	742
Clientes (Miles)	315	308
Trabajadores	358	329
Líneas AT (km)	72	43
Líneas MT (km)	15.719	15.469
Líneas BT (km)	12.818	12.624
MVA Instalados (AT/MT)	107	87
MVA Instalados (MT/BT)	332	327





## Sagesa S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$25.587.086  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,90%  
(Directa e Indirecta)

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Actualmente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y un grupo de minicentrales diesel, con una capacidad total de 155 MW.

Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC, a través de Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado; la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Con fecha 30 de diciembre de 2011, la Sociedad se constituyó producto de una reestructuración societaria que implicó una división de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (Antigua SAGESA o Continuidora Legal), en la Continuidora Legal y la Sociedad. A SAGESA S.A. se le asignaron la mayor parte de los activos y pasivos de Antigua SAGESA, quedando la Sociedad con el giro de generación de energía eléctrica.

Las inversiones realizadas por Sagesa S.A. durante el año 2012 ascienden a \$2.788 millones.

### Antecedentes Financieros (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	19.607	34.620
Margen Bruto	6.238	9.541
Ganancia	379	1.870
Activos	36.629	35.699
Pasivos	15.217	12.914
Patrimonio	21.412	22.785
Inversiones	2.788	2.276
EBITDA	2.286	4.146

## Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
 Capital suscrito y pagado: M\$13.694.783  
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,46%  
 (Directa e Indirecta)



La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de las generadoras, cuyos valores están estipulados en el nuevo decreto tarifario que fija las tarifas de subtransmisión, vigente a partir del 14 de enero de 2009.

Con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. ("antigua STS"), en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. todos los activos y pasivos de la antigua STS, y la sociedad fusionada pasó a denominarse también Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, Sociedad que actualmente se encuentra en trámite de inscripción en el Registro de Entidades Informantes de la SVS.

Durante el año 2012, STS realizó inversiones por \$16.750 millones, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

### Antecedentes Financieros (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	17.472	14.568
Margen Bruto	17.239	14.523
Ganancia	7.979	6.703
Activos	146.801	136.517
Pasivos	66.086	55.764
Patrimonio	80.715	80.753
Inversiones	16.750	17.122
EBITDA	13.648	10.833

### Cifras Operacionales

	2012	2011
Trabajadores	66	65
<b>Instalaciones propias</b>		
Líneas AT 110-66 kV (km)	657	572
MVA Instalados 220-110-66 kV	720	480
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	812	739
<b>Instalaciones de Terceros operadas</b>		
Líneas AT 110-66 kV (km)	251	222
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	301,5	221

## Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelaysen

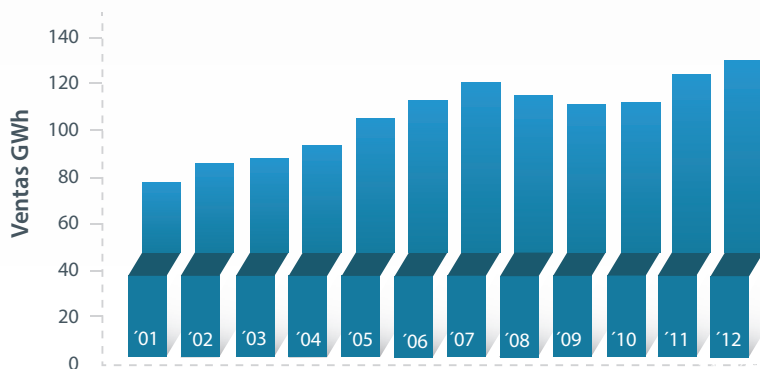
Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital suscrito y pagado: M\$37.005.894  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.:93,21%  
(Indirecta)

Edelaysen desarrolla sus actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cinco sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins, Amengual-La Tapera y Santa Bárbara (Nueva Chaitén); y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

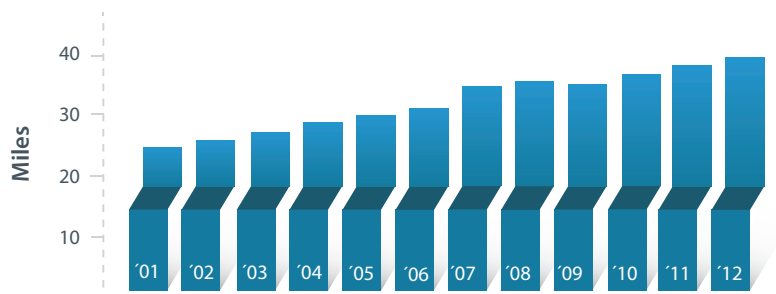
Esencialmente, la Empresa genera energía eléctrica y la distribuye

en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

Edelaysen efectuó inversiones por \$6.383 millones durante el año 2012, que fueron destinadas fundamentalmente a aumentar la capacidad de generación, disminuyendo los costos de abastecimiento eléctrico de la zona.



Las ventas de energía durante el 2012 alcanzaron a 131 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 40 mil clientes.

## EMPRESAS FILIALES



### Antecedentes Financieros (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	17.401	15.056
Margen Bruto	10.938	10.005
Ganancia	3.313	3.816
Activos	73.152	70.533
Pasivos	9.222	8.922
Patrimonio	63.930	61.611
Inversiones	6.383	3.258
EBITDA	5.969	5.762

### Cifras Operacionales

	2012	2011
Venta de Energía (GWh)	131	125
Clientes (Miles)	40	39
Trabajadores	67	69
Líneas MT (km)	2.012	2.034
Líneas BT (km)	927	940
MVA Instalados (MT/BT)	39	43

### Centrales

	Cantidad	Potencia Instalada (MW)
Viento	1	2,0
Hidroeléctrica	6	22,1
Diesel	18	27,1
<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>51,2</b>

## Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital suscrito y pagado: M\$10.557.505  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%  
(Indirecta)

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

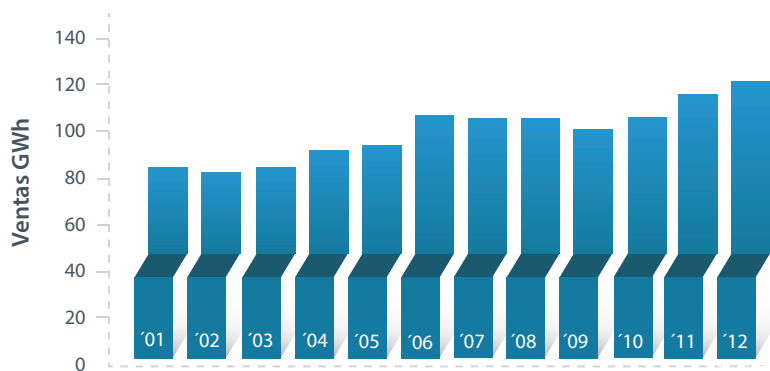
A partir del año 2010 el suministro está respaldado con contrato, después de que se adjudicó a Endesa, Colbún y Campanario todos los paquetes de energía licitados, equivalente al 100% de su demanda estimada a 2010. Los contratos de suministro están vigentes a partir de 2010 y consideran una duración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

Debido al complejo escenario originado por la quiebra de Campanario S.A. la Superintendencia de Electricidad y Combustible, emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los

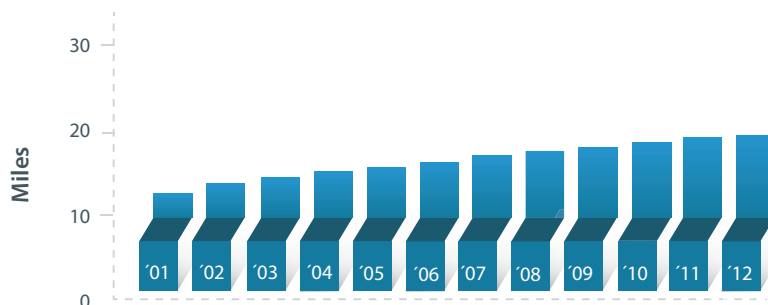
balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

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



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



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 19 mil clientes

## EMPRESAS FILIALES



### Antecedentes Financieros (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	11.465	12.124
Margen Bruto	3.932	2.753
Ganancia	1.360	689
Activos	18.993	17.805
Pasivos	4.383	4.054
Patrimonio	14.610	13.751
Inversiones	2.042	815
EBITDA	2.344	1.328

### Cifras Operacionales

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



## Sociedad Generadora Austral S.A., SGA

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$3.160.921

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9%  
(Indirecta)

El objeto de SGA es el desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica, y la adquisición de los mismos. Asimismo, prestar servicios y asesorías en todas las especialidades de la ingeniería y de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas de transmisión para terceros, comercialización de energía y las demás actividades vinculadas con los objetos descritos, que acuerden sus organismos.

SGA fue constituida como consecuencia de la división de STS, aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de junio de 2003, donde se acordó la división de dicha sociedad a contar del 31 de marzo de 2003. En virtud de esta división, se le asignaron y traspasaron a SGA activos, pasivos y patrimonio a los valores contables determinados al 31 de marzo de 2003.

### Antecedentes Financieros (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	26.411	63.937
Margen Bruto	2.258	4.666
Ganancia	2.929	2.750
Activos	10.438	19.500
Pasivos	3.348	6.671
Patrimonio	7.090	12.828
EBITDA	2.163	3.875

## Inversiones Los Ríos Limitada

Naturaleza Jurídica: Responsabilidad Limitada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$464.393.585  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,997%  
(Directa)

## Inversiones Los Ríos Limitada

### Antecedentes Financieros (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	339.292	380.335
Margen Bruto	124.885	113.141
Ganancia	26.010	19.822
Activos	935.426	870.663
Pasivos	373.420	311.471
Patrimonio	562.006	559.192
EBITDA	58.832	51.208

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. e Inversiones Grupo Saesa Ltda., constituyeron la sociedad Inversiones Los Ríos Ltda., con una participación actual de 99,997104% y 0,002896%, respectivamente.

La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

Con fecha 1 de julio de 2009, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. aportó, cedió y transfirió a Inversiones Los Ríos Ltda., sus derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda. Posteriormente, con fecha 5 de agosto de 2009, Inversiones Grupo Saesa Ltda. vendió, cedió y transfirió a Inversiones Los Ríos Ltda. la totalidad de los derechos sociales en Inversiones Los Lagos Ltda. Como consecuencia de lo anterior, Inversiones Los Ríos Ltda., adquirió el 100% de los derechos sociales, produciéndose la disolución de pleno derecho de Inversiones Los Lagos Ltda., pasando Inversiones Los Ríos Ltda. a sucederla en todos sus derechos y obligaciones.

## Inversiones Los Lagos IV Limitada

Naturaleza Jurídica: Responsabilidad Limitada  
Capital Suscrito y Pagado: M\$25.061.634  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,92%  
(Indirecta)

## Inversiones Los Lagos IV Limitada

### Antecedentes Financieros (en MM\$)

	2012	2011
Ingresos	19.607	34.474
Margen Bruto	6.238	9.395
Ganancia	408	1.897
Activos	36.988	36.053
Pasivos	15.299	12.984
Patrimonio	21.690	23.069
EBITDA	2.279	4.144

Con fecha 5 de agosto de 2009, como consecuencia de la división en cuatro sociedades de Inversiones Los Lagos Ltda., nace Inversiones Los Lagos IV Ltda.

La Sociedad tiene por objeto, entre otros, las actividades de inversiones en toda clase de bienes corporales y/o negocios de cuenta propia o ajena.

El principal activo de la Sociedad, es la inversión que posee en la Sociedad Sagesa S.A..

## Eletrans S.A.

### Eletrans S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada  
Capital Suscrito y Pagado: MUS\$ 1.044  
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50%  
(Indirecta)

Con fecha 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Al 31 de diciembre de 2012, la inversión de la filial Saesa alcanzaba M\$ 230.407.

Los proyectos adjudicados corresponden a: Nueva Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli y Nueva Línea Cardones-Diego de Almagro 2x220 kV, los cuales serán construidos en un plazo de cinco años.

Eletrans S.A. tiene como principal objeto social, exclusivamente, la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. El segmento de mercado principal de la Sociedad es la Transmisión Troncal, prestando servicios de transmisión de energía a empresas generadores que mantienen contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres.

### Antecedentes Financieros (en MUS\$)

	2012
Ingresos	-
Margen Bruto	-
Pérdida	(83)
Activos	982
Pasivos	21
Patrimonio	961
EBITDA	(106)



# DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

La Memoria ha sido suscrita por los Directores de la Sociedad:



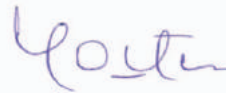
Jorge Lesser  
Presidente



Iván Díaz-Molina  
Vicepresidente



Juzar Pirbhai  
Director



Waldo Fortín  
Director



Juan Ignacio Parot  
Director



Ben Hawkins  
Director



Olivia Steedman  
Director

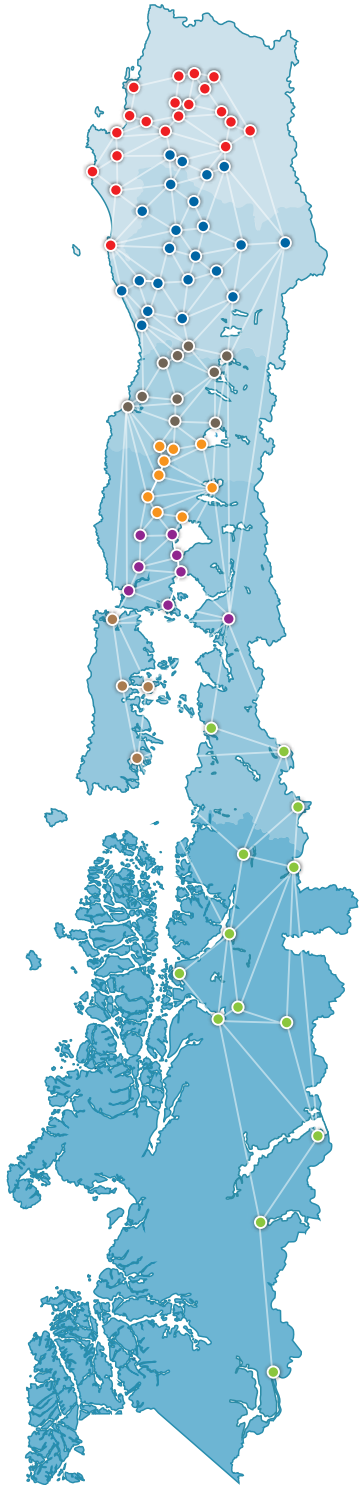


Kevin Roseke  
Director



Francisco Alliende  
Gerente General

# CENTROS DE ATENCIÓN



## ● Zonal Concepción

- |              |                           |
|--------------|---------------------------|
| Lebu         | José Joaquín Pérez Nº 350 |
| Lota         | Cousiño Nº 206            |
| Arauco       | Covadonga Nº 160          |
| Cañete       | Villagrán Nº 850          |
| Tirúa        | Arturo Prat Nº 156        |
| Santa Juana  | Lautaro Nº 350 A          |
| Concepción   | Manuel Rodríguez Nº 1161  |
| Curanilahue  | O'Higgins Nº 289          |
| Laja         | Balmaceda Nº 152          |
| Yungay       | Esmeralda Nº 468          |
| Bulnes       | Anibal Pinto Nº 560       |
| Quillón      | Diego Portales Nº 161     |
| Yumbel       | Valdivia Nº 407 A         |
| El Carmen    | Esmeralda Nº 415          |
| San Ignacio  | Manuel Rodríguez Nº 740   |
| Quilleco     | Barros Arana Nº 297       |
| Huepil       | Avda. Ecuador Nº 50       |
| Antuco       | O'Higgins Nº 69           |
| Cabrero      | Membrillar Nº 55 A        |
| Monte Aguila | Ahumada Nº 251            |
| Florida      | Eleuterio Ramírez Nº 546  |
| Los Álamos   | Sáez Mora Nº 420          |

## ● Zonal Temuco

- |                 |                         |
|-----------------|-------------------------|
| Gorbea          | Andrés Bello Nº 546     |
| Temuco          | Andrés Bello Nº 631     |
| Lautaro         | Carrera Nº 217          |
| Cunco           | Sta. María Nº 276       |
| Lonquimay       | O'Higgins Nº 1102       |
| Vilcún          | Camilo Henríquez Nº 180 |
| Carahue         | Ercilla Nº 587          |
| Nueva Toltén    | Holanda Nº 405          |
| Puerto Saavedra | Ejército Nº 886         |
| Teodoro Schmit  | Portales Nº 346         |
| Curacautín      | Manuel Rodríguez Nº 656 |
| Nueva Imperial  | O'Higgins Nº 535        |
| Angol           | Julio Sepúlveda N 358   |
| Santa Bárbara   | Las Heras Nº 160        |
| Mulchén         | Gana Nº 1095            |
| Collipulli      | Bulnes Nº 350           |
| Nacimiento      | San Martín Nº 595       |
| Traiguén        | Saavedra Nº 488         |
| Purén           | Gamboa Nº 461           |
| Negrete         | Emilio Serrano Nº 03    |
| Galvarino       | León Gallo Nº 302       |
| Victoria        | Pisagua Nº 1070         |

 Zonal Valdivia

Corral  
Futroneo  
Lican Ray  
Loncoche  
Paillaco  
San José  
Los Lagos  
Panguipulli  
Valdivia  
Lanco

Miraflores Nº 17  
Balmaceda Nº 880  
Gabriela Mistral Nº 398  
Arturo Prat Nº 268  
Camilo Henríquez Nº 64  
A. Carrillo Nº 103  
Patricio Lynch Nº 138  
O'Higgins Nº 462 A  
Yungay Nº 630  
Yungay Nº 293

 Zonal Osorno

Osorno  
Osorno  
La Unión  
Río Bueno  
Purranque  
Río Negro  
Entre Lagos  
Lago Ranco  
San Pablo  
Puerto Octay

Eleuterio Ramírez Nº 705  
Victoria S/N (Rahue)  
Serrano Nº 760  
Comercio Nº 296  
21 de Mayo Nº 148  
Pedro Montt Nº 687  
Manuel Rodríguez Nº 31  
Concepción Nº 631  
Paglieta Nº 497  
Germán Wulf Nº 598

 Zonal Puerto Montt

Fresia  
Calbuco  
Maullín  
Frutillar  
Los Muermos  
Puerto Varas  
Puerto Montt  
Hornopirén

San Carlos Nº 379  
Arturo Prat Nº 111  
Bdo. O'Higgins Nº 196  
Carlos Richter Nº 155  
Balmaceda Nº 202  
San Francisco Nº 641  
Concepción Nº 110  
Diego Portales Nº 51

 Zonal Chiloé

Ancud  
Castro  
Quellón  
Achao

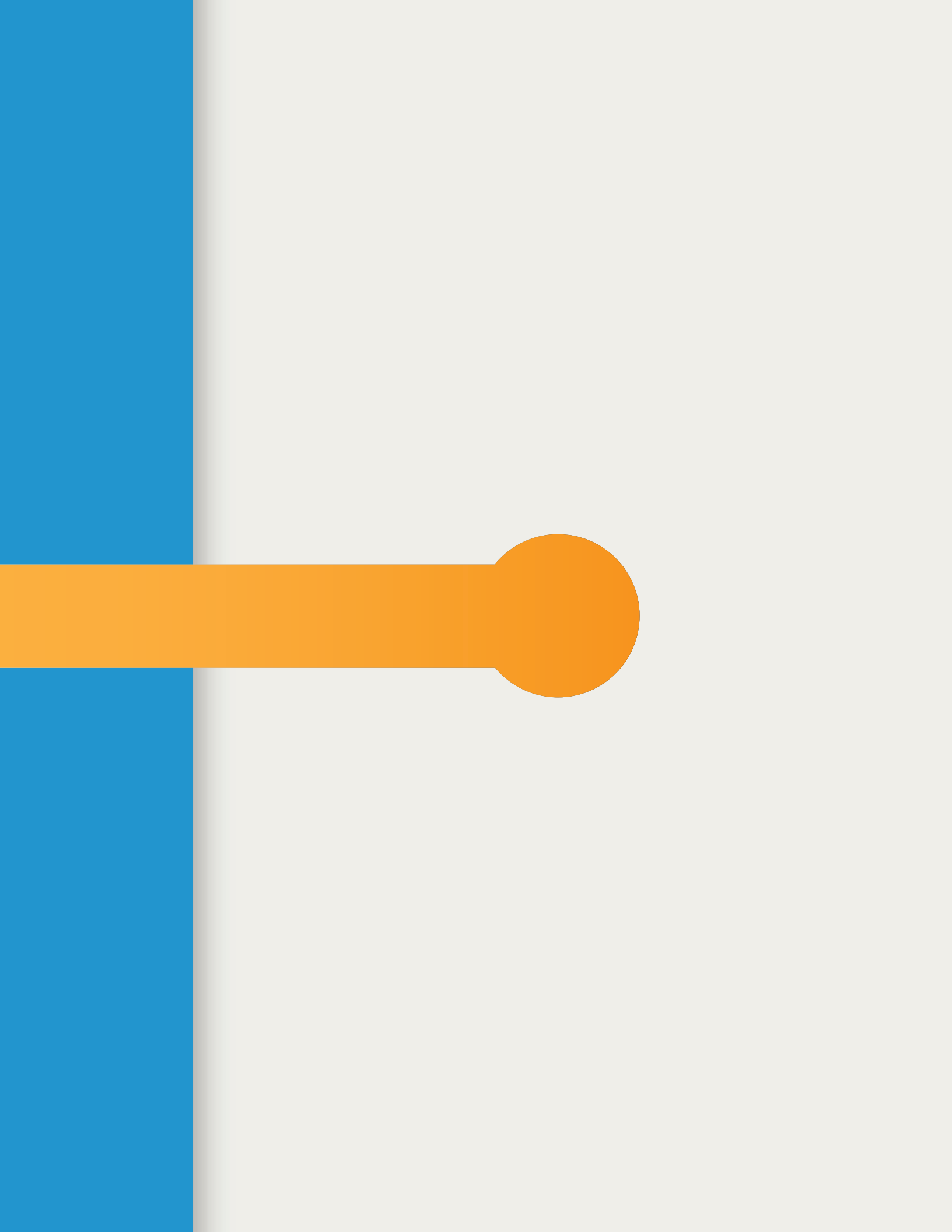
Pedro Montt Nº 482  
O'Higgins Nº 494  
Ladrilleros Nº 236  
Progreso Nº 33

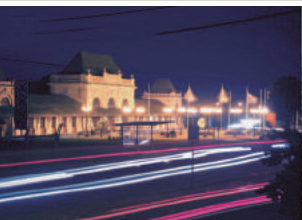
 Zonal Coyhaique

Coyhaique  
Aysén  
Palena  
Futaleufú  
La Junta  
Puerto Cisnes  
Chile Chico  
Cochrane  
Mañihuales  
Chaitén  
Lago Verde  
Huichas  
Villa O'Higgins

Francisco Bilbao Nº 412  
Serrano Montaner Nº 538  
V. Pérez Rosales Nº 416  
Piloto Carmona Nº 572  
Esmeralda Nº 14  
Juan José La Torre S/N  
Lautaro Nº 191  
San Valentín Nº 648  
Caupolicán Nº 136  
Ignacio Carrera Pinto Nº 365  
Cacique Blanco Nº 117  
Poblador Adrade S/N  
Río Los Ñadis S/N







**Estados Financieros Consolidados**  
**correspondientes a los años terminados al 31**  
**de diciembre de 2012 y 2011**

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.**  
**Y FILIALES**

**Miles de pesos**

## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de  
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los correspondientes estados consolidados 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 consolidados.

### Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados 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 consolidados 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 consolidados 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 consolidados 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 consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados 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 consolidados 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 consolidados.

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 consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

*Deloitte.*

Marzo 27, 2013  
Concepción, Chile



René González L.  
Rut.:12.380.681-6

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Situación Financiera**  
 Al 31 de diciembre de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

<b>ACTIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
<b>Activos Corrientes en Operación</b>			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	70.264.105	28.608.381
Otros Activos Financieros, Corrientes	5	170.533	3.510.870
Otros Activos no Financieros, Corrientes		1.072.434	1.024.279
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	73.675.694	81.662.558
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	7	296.457	122.405
Inventarios, Corriente	8	12.224.470	13.658.059
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	9	6.227.272	10.341.501
<b>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.</b>		<b>163.930.965</b>	<b>138.928.053</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>163.930.965</b>	<b>138.928.053</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	8.949.871	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente		124.938	144.435
Cuentas por Cobrar No Corrientes	6	15.135.689	11.108.733
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		230.407	-
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	28.890.657	29.528.910
Plusvalía	12	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	13	477.697.495	444.657.838
Activos por Impuestos Diferidos	14	11.565.873	11.992.360
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>774.040.396</b>	<b>736.635.372</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>937.971.361</b>	<b>875.563.425</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Situación Financiera**  
 Al 31 de diciembre de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
<b>Pasivos Corrientes en Operación</b>			
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	15	110.786.871	44.350.404
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17	38.233.770	53.052.702
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	7	22.994.447	21.018.294
Otras Provisiones a Corto Plazo	18	1.135.486	1.162.912
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	3.015.401	4.416.977
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	5.103.099	4.233.971
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	19	20.601.250	20.087.829
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>201.870.324</b>	<b>148.323.089</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>201.870.324</b>	<b>148.323.089</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	15	310.885.553	307.965.417
Pasivo por Impuestos Diferidos	14	19.030.463	16.812.729
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	20	11.774.807	6.158.963
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	18	5.332.746	5.021.256
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>347.023.569</b>	<b>335.958.365</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
<b>Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora</b>			
Capital Emitido	21	340.106.755	340.106.755
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	21	16.852.041	16.243.154
Otras Reservas	21	26.319.264	29.118.254
<b>Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>383.278.060</b>	<b>385.468.163</b>
Participaciones No Controladoras	21	5.799.408	5.813.808
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>389.077.468</b>	<b>391.281.971</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>937.971.361</b>	<b>875.563.425</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Resultados Integrales**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

<b>Estado Resultados Integrales</b> <b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>NOTA</b>	<b>01/01/2012 al</b> <b>31/12/2012</b> <b>M\$</b>	<b>01/01/2011 al</b> <b>31/12/2011</b> <b>M\$</b>
Ingresos de Actividades Ordinarias	22	305.796.097	353.022.564
Otros ingresos, por Naturaleza	22	33.495.919	27.166.562
Materias Primas y Consumibles Utilizados	23	(214.406.848)	(267.193.873)
Gastos por Beneficios a los Empleados	24	(20.527.814)	(18.491.037)
Gasto por Depreciación y Amortización	25	(17.513.448)	(16.344.968)
Otros Gastos por Naturaleza	26	(45.652.150)	(43.396.137)
Otras Ganancias (Pérdidas)	36	135.556	(8.792)
Ingresos Financieros	27	1.217.171	1.119.173
Costos Financieros	27	(15.766.442)	(14.519.024)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		(20.037)	-
Diferencias de Cambio	27	612.986	(474.386)
Resultados por Unidades de Reajuste	27	(7.820.720)	(12.336.622)
<b>Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto</b>		<b>19.550.270</b>	<b>8.543.460</b>
Gasto por Impuestos a las Ganancias	14	(5.109.793)	(2.605.071)
<b>Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas</b>		<b>14.440.477</b>	<b>5.938.389</b>
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>14.440.477</b>	<b>5.938.389</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora		14.165.636	5.643.201
Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	21	274.841	295.188
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>14.440.477</b>	<b>5.938.389</b>
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Continuas	\$/acción	197,8963	78,8365
Ganancia (pérdida) por Acción Básica de Operaciones Discontinuas	\$/acción	-	-
<b>Ganancia (pérdida) por Acción Básica</b>	\$/acción	<b>197,8963</b>	<b>78,8365</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Resultados Integrales**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		14.440.477	5.938.389
<b>Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>			
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		(2.580.345)	3.154.358
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		(2.580.345)	3.154.358
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(278.911)	(24.645)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(278.911)	(24.645)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(2.859.256)	3.129.713
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		54.194	2.828
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		54.194	2.828
Otro Resultado Integral		(2.805.062)	3.132.541
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>11.635.415</b>	<b>9.070.930</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		11.358.190	8.773.031
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		277.225	297.899
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>11.635.415</b>	<b>9.070.930</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estado de cambios en el patrimonio neto**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido MS	Primas de emisión MS	Otras participaciones en el patrimonio MS	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas MS	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MS	Participaciones no controladoras MS	Patrimonio total MS	
				Superavit de Revaluación MS	Reservas por diferencias de cambio por conversión MS	Reservas de coberturas de flujo de caja MS	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta MS	Otras reservas varias MS	Otras reservas MS					
<b>Saldo Inicial al 01/01/2012</b>	<b>340.106.755</b>	-	-	-	<b>(1.349.838)</b>	<b>153.155</b>	-	-	-	<b>29.118.254</b>	<b>16.243.154</b>	<b>385.468.163</b>	<b>5.813.808</b>	<b>391.281.971</b>
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>340.106.755</b>	-	-	-	<b>(1.349.838)</b>	<b>153.155</b>	-	-	-	<b>29.118.254</b>	<b>16.243.154</b>	<b>385.468.163</b>	<b>5.813.808</b>	<b>391.281.971</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											14.165.636	14.165.636	274.841	14.440.477
Otro resultado integral					(2.578.236)	(229.210)			(2.807.446)		(2.807.446)	2.384	2.384	(2.805.062)
Resultado integral											(13.556.749)	(13.556.749)		11.635.415
Dividendos														(13.556.749)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									8.456	8.456		8.456	(291.625)	(283.169)
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(2.578.236)	(229.210)	-	-	8.456	(2.798.990)	608.887	(2.190.103)	(14.400)	(2.204.503)
<b>Saldo Final al 31/12/2012</b>	<b>340.106.755</b>	-	-	-	<b>(3.928.074)</b>	<b>(76.055)</b>	-	-	<b>30.323.393</b>	<b>26.319.264</b>	<b>16.852.041</b>	<b>383.278.060</b>	<b>5.799.408</b>	<b>389.077.468</b>

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido MS	Primas de emisión MS	Otras participaciones en el patrimonio MS	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas MS	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora MS	Participaciones no controladoras MS	Patrimonio total MS	
				Superavit de Revaluación MS	Reservas por diferencias de cambio por conversión MS	Reservas de coberturas de flujo de caja MS	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta MS	Otras reservas varias MS	Otras reservas MS					
<b>Saldo Inicial al 01/01/2011</b>	<b>340.106.755</b>	-	-	-	<b>(4.501.599)</b>	<b>175.086</b>	-	-	<b>10.806.918</b>	<b>6.480.405</b>	<b>22.261.900</b>	<b>368.849.060</b>	<b>5.334.243</b>	<b>374.183.303</b>
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Saldo Inicial Reexpresado</b>	<b>340.106.755</b>	-	-	-	<b>(4.501.599)</b>	<b>175.086</b>	-	-	<b>10.806.918</b>	<b>6.480.405</b>	<b>22.261.900</b>	<b>368.849.060</b>	<b>5.334.243</b>	<b>374.183.303</b>
<b>Cambios en patrimonio</b>														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											5.643.201	5.643.201	295.188	5.938.389
Otro resultado integral					3.151.761	(21.931)			3.129.830		3.129.830	3.129.830	2.711	3.132.541
Resultado integral											-	8.773.031	297.899	9.070.930
Dividendos											(11.658.501)	(11.658.501)		(11.658.501)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios									19.508.019	19.508.019	(3.446)	19.504.573	181.666	19.686.239
Incremento (disminución) por cambios en la participación de subsidiarias que no implique pérdida de control														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	3.151.761	(21.931)	-	-	19.508.019	22.637.849	(6.018.746)	16.619.103	479.565	17.098.668
<b>Saldo Final al 31/12/2011</b>	<b>340.106.755</b>	-	-	-	<b>(1.349.838)</b>	<b>153.155</b>	-	-	<b>30.314.937</b>	<b>29.118.254</b>	<b>16.243.154</b>	<b>385.468.163</b>	<b>5.813.808</b>	<b>391.281.971</b>

**INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Directo**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011  
 (En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	01/01/2012	01/01/2011
	al 31/12/2012	al 31/12/2011
	M\$	M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>	<b>463.917.854</b>	<b>477.103.485</b>
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	463.547.151	476.783.609
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	-	82.036
Otros cobros por actividades de operación	370.703	237.840
<b>Clases de pagos</b>	<b>(401.542.026)</b>	<b>(413.552.441)</b>
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(376.156.566)	(390.042.163)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(17.259.631)	(18.225.212)
Otros pagos por actividades de operación	(8.125.829)	(5.285.066)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	3.079.246	(2.198.364)
Otras entradas (salidas) de efectivo	831	1.759.701
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>	<b>65.455.905</b>	<b>63.112.381</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	(250.000)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	14.691	4.750
Compras de propiedades, planta y equipo	(61.363.406)	(50.692.258)
Intereses recibidos	2.860.508	869.647
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>	<b>(58.738.207)</b>	<b>(49.817.861)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	74.215.756	56.963.280
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	34.847.123	-
Total importes procedentes de préstamos	109.062.879	56.963.280
Préstamos de entidades relacionadas	-	14.700.000
Pagos de préstamos	(44.172.966)	(35.827.453)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	-	(14.478.313)
Dividendos pagados	(11.098.070)	(14.016.148)
Intereses pagados	(18.858.278)	(11.279.812)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>	<b>34.933.565</b>	<b>(3.938.446)</b>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	41.651.263	9.356.074
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>4.461</b>	<b>13.717</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.461	13.717
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	<b>41.655.724</b>	<b>9.369.791</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	28.608.381	19.238.590
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>4</b>	<b>70.264.105</b>
		<b>28.608.381</b>

## INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

### 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.....	14
2.6. Entidades filiales .....	14
2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios.....	14
2.8. Moneda funcional.....	15
2.9. Bases de conversión.....	16
2.10. Compensación de saldos y transacciones.....	16
2.11. Propiedades, planta y equipo .....	16
2.12. Activos intangibles .....	17
2.12.1. Plusvalía comprada.....	17
2.12.2. Servidumbres .....	18
2.12.3. Programas informáticos.....	18
2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo .....	18
2.13. Deterioro de los activos .....	18
2.14. Arrendamientos.....	19
2.15. Instrumentos financieros.....	19
2.15.1. Activos financieros no derivados .....	19
2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	20
2.15.3. Pasivos financieros no derivados .....	20
2.15.4. Derivados y operaciones de cobertura.....	20
2.15.5. Instrumentos de patrimonio .....	21
2.16. Inventarios .....	21
2.17. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación .....	22
2.18. Otros pasivos no financieros.....	22
2.18.1. Ingresos diferidos .....	22
2.18.2. Subvenciones estatales.....	22
2.18.3. Obras en construcción para terceros.....	22
2.19. Provisiones .....	23
2.20. Beneficios del personal.....	23
2.21. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	23
2.22. Impuesto a las ganancias .....	23
2.23. Reconocimiento de ingresos y gastos .....	24
2.24. Ganancias por acción .....	24
2.25. Dividendos .....	24
2.26. Estado de flujos de efectivo .....	25
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	25
3.1. Generación eléctrica .....	25
3.2. Transmisión y subtransmisión .....	26
3.3. Distribución .....	27
3.4. Marco regulatorio.....	28
3.4.1. Aspectos generales .....	28
3.4.2. Ley Corta I.....	28
3.4.3. Ley Corta II.....	30
3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores .....	30
4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	31
5. Otros activos financieros corrientes .....	31
6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar .....	32
7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	36
7.1. Accionistas.....	36
7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	36
7.3. Directorio y personal clave de la gerencia .....	37



8. Inventarios.....	38
9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes .....	39
10. Otros Activos Financieros no Corrientes .....	39
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía .....	40
12. Plusvalía.....	41
13. Propiedades, Planta y Equipos .....	42
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	44
14.1. Impuesto a la renta .....	44
14.2. Impuestos diferidos.....	45
15. Otros Pasivos Financieros .....	46
16. Política de Gestión de Riesgos .....	57
16.1. Riesgo de negocio.....	57
16.1.1. Riesgo Regulatorio.....	57
16.2. Riesgo financiero.....	61
16.2.1 Tipo de cambio.....	61
16.2.2 Variación UF .....	62
16.2.3 Tasa de interés .....	62
16.2.4 Riesgo de liquidez.....	62
16.2.5 Riesgo de crédito .....	63
16.2.6 Instrumentos financieros por categoría.....	64
16.2.7 Instrumentos derivados.....	65
16.2.8 Valor justo de instrumentos financieros .....	66
17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar .....	67
18. Provisiones.....	67
18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados.....	67
18.2. Otras provisiones a corto plazo .....	68
18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	69
18.4. Juicios y multas .....	70
19. Otros pasivos no financieros corrientes .....	71
20. Otros pasivos no financieros no corrientes .....	72
21. Patrimonio .....	72
21.1. Patrimonio neto de la Sociedad .....	72
21.1.1. Capital suscrito y pagado .....	72
21.1.2. Dividendos.....	72
21.1.3. Otras reservas.....	73
21.1.4. Diferencias de conversión .....	73
21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas .....	74
21.2. Gestión de capital .....	74
21.3. Restricciones a la disposición de fondos .....	74
21.4. Patrimonio de participaciones no controladores .....	75
22. Ingresos .....	76
23. Materias Primas y Consumibles Utilizados .....	76
24. Gastos de Personal.....	77
25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro.....	77
26. Otros Gastos por Naturaleza.....	77
27. Resultados Financieros.....	78
28. Información por Segmento .....	78
29. Hechos Posteriores.....	83
30. Medio Ambiente .....	83
31. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes .....	84
31.1. Garantías comprometidas con terceros.....	84
32. Cauciones Obtenidas de Terceros .....	84
33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo.....	85
34. Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	86
35. Moneda Extranjera .....	88

## **INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES**

### **Estados financieros consolidados**

Al 31 de diciembre de 2012 y al 31 de diciembre de 2011

(En miles de pesos)

---

#### **1. Información General y Descripción del Negocio**

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad” o “Eléctricas”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad comenzó sus operaciones en julio de 2008, mes en que compró los derechos sobre Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., Sociedad Matriz del Grupo Saesa, grupo compuesto por varias empresas del giro eléctrico, principalmente, Distribución, Transporte y Transformación, y Generación de energía eléctrica.

La Sociedad es el vehículo a través del cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.), Saesa, inscrita con el número 1.072, y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.), Frontel, inscrita con el número 1.073.

Las sociedades filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelaysen, inscrita con el número 28.

En diciembre de 2011 el Grupo comenzó un proceso de reorganización empresarial, que terminó con la absorción de la filial antigua STS por parte de la filial Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hoy denominada Sistema de Transmisión del Sur S.A., nueva STS, según los siguientes pasos:

- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., se dividió en dos sociedades, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, denominada SAGESA S.A., RUT 76.186.388-6, quedando esta última con el giro de la generación de energía eléctrica. Como consecuencia de esta división, al 31 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., discontinuó las operaciones principales de su negocio y las traspasó a Sagesa S.A. De acuerdo con lo indicado en la NIIF 5, la entidad deberá presentar y revelar información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los efectos financieros de las operaciones discontinuadas, el que debe ser comparativo para los períodos anteriores que se informe en los estados financieros.
- En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Antigua Sistema de Transmisión del Sur S.A., Antigua STS, en la Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A, manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a la esta última sociedad todos los activos y pasivos de Antigua STS y la sociedad resultante pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. La fusión mencionada ha sido tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en la NIIF 3. Esto porque la entidad que mantiene sus características, desde un punto de vista de control societario y operacional, es la absorbida Antigua STS, y no la absorbente.

Actualmente la filial STS se encuentra en trámite de inscripción en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las Sociedades filiales indirectas no inscritas son Sagesa S.A. y Sociedad Generadora Austral S.A., SGA.

La Sociedad tiene también participación indirecta como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Lagos IV Ltda. (Los Lagos IV), y participación directa como controladora en la sociedad de inversión Inversiones Los Ríos Ltda. Estas dos empresas no están inscritas en el Registro de Valores o Entidades Informantes.

Las filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa S.A. es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y varias centrales diesel con una potencia instalada de 128 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

Las actividades desarrolladas en transmisión corresponden principalmente a transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

## 2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

### 2.1. Principios contables

Los presentes Estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados financieros consolidados de la Sociedad y sus filiales, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 27 de marzo de 2013. Para estos fines, las IFRS comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standard Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros ("IFRIC" en inglés).

### 2.2. Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIFs	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 12, Impuestos diferidos - Recuperación del Activo Subyacente	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2012
NIIF 1 (Revisada), Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera – (i) Eliminación de Fechas Fijadas para Adoptadores por Primera Vez – (ii) Hiperinflación Severa	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – (i) Revelaciones – Transferencias de Activos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2011.

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

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

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

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

<b>Enmiendas a NIFs o Nuevas Interpretaciones</b>	<b>Fecha de aplicación obligatoria</b>
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIF 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
NIF 10, NIF 11 y NIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIF 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
CINIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

La Administración estima que la futura adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones, antes descritas no tendrán un efecto significativo en los estados financieros consolidados del Grupo.

### 2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros consolidados 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 y filiales, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros bajo NIIF.

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

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

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

- **Ingresos y costos de explotación:** Las Sociedad y sus filiales consideran 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. También consideran como parte de los ingresos y costos de explotación determinados montos del sistema eléctrico, entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes, que permite estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúan 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 Consolidados comprenden los siguientes períodos:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados y anual de Eléctricas y filiales al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.

- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

## 2.5. Bases de preparación

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con la 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. Entidades filiales

Son Sociedades Filiales aquellas en las que la Sociedad controla la mayoría de los derechos de voto, o sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas. Esta facultad se manifiesta, en general aunque no únicamente, por la propiedad, directa o indirecta del 50% o más de los derechos políticos de la Sociedad.

En el siguiente cuadro se muestran todas las sociedades en que se da la situación descrita en el párrafo anterior a la fecha de los presentes estados financieros consolidados:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2011 TOTAL
				31/12/2012 DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	0,0000%	0,0000%	100,0000%
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	93,2067%	93,2067%	93,1797%
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. (EX SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0000%	99,9999%	99,9999%	99,9987%
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	DÓLAR ESTADOUNIDENSE	0,0000%	99,9249%	99,9249%	99,9249%
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	PESO CHILENO	99,9974%	0,0000%	99,9974%	99,9974%
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX Lagos II S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0004%	99,9160%	99,9164%	99,9160%
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (Ex Lagos III S.A.)	CHILE	PESO CHILENO	0,0008%	99,3125%	99,3133%	99,1916%

Tal como se indica en la Nota N°1, en diciembre de 2011 el Grupo comenzó un proceso de reorganización empresarial, que terminó con la absorción de la filial antigua STS por parte de la filial Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., hoy denominada Sistema de Transmisión del Sur S.A., nueva STS. Desde la perspectiva de la Sociedad, este proceso no cambió en forma significativa la estructura de participaciones del Grupo.

## 2.7. Principios de consolidación y combinación de negocios

Las Sociedades y sus filiales se consolidan por el método de integración global, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones entre las empresas del Grupo.

Para contabilizar las operaciones de la Sociedad y sus filiales, se han utilizado los siguientes principios:

- En la fecha de adquisición, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial, 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.
- El valor de la participación de los accionistas minoritarios en el patrimonio y en los resultados de las filiales consolidadas por integración global se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio: Participaciones No Controladoras”, del estado de situación financiera consolidado, y “Ganancia (pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras”, en el estado de resultados integral consolidado.
- La conversión de los estados financieros de las sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
  - o Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
  - o Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
  - o Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Reservas por conversión” dentro del Patrimonio Neto.
- Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas por integración global se han eliminado en el proceso de consolidación.

## 2.8. Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de transacción.

Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

La moneda funcional de las filiales se distribuye como sigue:

Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Lagos II S.A.)	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex Lagos III S.A.)	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense
Sagesa S.A.	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.7.

## 2.9. Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada 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 ejercicio, 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 cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados.

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

	31.12.2012	31.12.2011
<b>Dólar Estadounidense</b>	479,96	519,20
<b>Unidad de Fomento</b>	22.840,75	22.294,03

## 2.10. 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.

## 2.11. 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 precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado por este concepto ascendió a M\$1.766.916 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$1.184.532 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$2.337.275 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$1.913.421 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán 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 y sus filiales revisan 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 y filiales efectuaron 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 y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, consideran 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
<b>Edificio</b>	40-80
<b>Plantas y equipos :</b>	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	30-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	20-80
<b>Equipo de tecnología de la información :</b>	
Computación	5
<b>Instalaciones fijas y accesorios :</b>	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	7
<b>Otros equipos y herramientas :</b>	10

Para la explotación del sistema eléctrico de distribución, las sociedades tienen 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.

## 2.12. Activos intangibles

### 2.12.1. 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 es inicialmente medido al costo y, posteriormente, medido al costo menos cualquier pérdida por deterioro, en el caso de existir.

### **2.12.2. 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.

### **2.12.3. 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.

### **2.12.4. Gastos de investigación y desarrollo**

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

## **2.13. Deterioro de los activos**

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE, o la periodicidad de los flujos de efectivo, podría impactar el valor libro de los respectivos activos.

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

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

La plusvalía comprada es revisada anualmente, o cuando existan indicios de deterioro o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la unidad generadora de efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

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

Para el cálculo del valor de recuperación de las propiedades, plantas y equipos, plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad y sus filiales en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores

estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo, utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

Para determinar la necesidad de deterioro de activos financieros relacionados con cuentas por cobrar, la Sociedad y sus filiales tienen 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 y sus filiales tienen políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

## **2.14. Arrendamientos**

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante, sobre el saldo de la obligación.

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

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

## **2.15. Instrumentos financieros**

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

### **2.15.1. Activos financieros no derivados**

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

#### **a) Instrumentos mantenidos al vencimiento**

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

## **b) Préstamos y cuentas por cobrar**

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

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

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

### **2.15.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

Bajo este rubro del estado de situación consolidado 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.

### **2.15.3. Pasivos financieros no derivados**

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En ejercicios 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 ejercicio 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.

### **2.15.4. 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 y sus filiales.

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 y sus filiales. 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 y sus filiales clasifican 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 y sus filiales.

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

#### **2.15.5. 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 y filiales se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente, la Sociedad sólo tiene emitidos acciones ordinarias serie A y serie B.

#### **2.16. Inventarios**

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

## **2.17. Participación en asociadas contabilizadas por el método de la participación**

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

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".

En 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Al 31 de diciembre de 2012, la inversión de la filial Saesa alcanzaba M\$ 230.407.

## **2.18. Otros pasivos no financieros**

### **2.18.1. Ingresos diferidos**

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

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", la Sociedad ha incluido el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que debe construir la Sociedad. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

### **2.18.2. Subvenciones estatales**

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

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

### **2.18.3. 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.

## **2.19. Provisiones**

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la entidad 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 y sus filiales tendrán 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.

## **2.20. Beneficios del personal**

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo al Grupo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

El importe de los pasivos actuariales netos devengados al cierre del año se presenta en el ítem "Provisiones no Corrientes por Beneficios a los Empleados".

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

## **2.21. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

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

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

## **2.22. Impuesto a las ganancias**

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

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto

en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizado 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 perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, en las cuales la Sociedad y filiales puedan 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.

### **2.23. Reconocimiento de ingresos y gastos**

La Sociedad y sus filiales consideran 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.

### **2.24. Ganancias por acción**

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio 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 y filiales no han realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

### **2.25. 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 ejercicios.

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



## 2.26. Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiéndose 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 y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

## 3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

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

### 3.1. Generación eléctrica

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

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

- a) **Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.

**b) Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.

**c) Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las 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 Edelaysen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

### 3.2. Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

El Área de Influencia Común (“AIC”) es el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos del sistema y en donde se cumplen ciertas condiciones mínimas de utilización, según el

artículo 102 del DFL N°4, principalmente que se totalicen el 75% de las inyecciones y retiros de energía del sistema.

### 3.3. Distribución

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

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

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

#### a) *Clientes Regulados*

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

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

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

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

#### **b) Clientes Libres**

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

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

#### **c) Otros Servicios Asociados a la Distribución**

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

### **3.4. Marco regulatorio**

#### **3.4.1. Aspectos generales**

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

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

#### **3.4.2. Ley Corta I**

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

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

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

Los proyectos de ampliación son asignados al dueño del activo a ser ampliado, y los ingresos se ajustan cuando la ampliación entra en servicio y las nuevas obras requeridas

son adjudicadas en procesos de licitación abierta al licitante que ofrezca el menor cargo por peaje por los siguientes 20 años.

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

- **Subtransmisión:** Los peajes por el uso del Sistema de Subtransmisión se determinan cada cuatro años sobre la base de costos medios de inversión, operación y mantenimiento de instalaciones adaptadas a la demanda. El costo anual de inversión se calcula considerando una rentabilidad de 10% sobre el valor de las instalaciones y su vida útil. Los estudios de subtransmisión para determinar el valor de inversión, los costos de administración, operación, mantención y pérdidas, son desarrollados por consultores contratados por las empresas con bases definidas por la CNE, quien luego emite un informe técnico con las observaciones y correcciones que determine.
  - **Transmisión Adicional:** Son consideradas instalaciones adicionales las que no clasifican en alguno de los 2 tipos descritos anteriormente. Corresponden a instalaciones dedicadas a satisfacer las demandas de un número reducido de clientes importantes o bien, a la evacuación de un grupo de centrales. Las tarifas por el uso de los Sistemas de Transmisión Adicionales serán determinadas por contratos entre los usuarios y los respectivos propietarios de dichas instalaciones.
- b) **Límite de potencia instalada para clientes libres:** A contar de marzo del año 2006, los clientes con potencia instalada entre 0,5 MW y 2 MW pueden elegir el régimen tarifario (libre o regulada) que les aplicará por períodos mínimos de cuatro años. Esta opción deberá comunicarse con un año de anticipación. El límite podrá ser rebajado por el Ministerio. En tanto aquellos con potencia instalada superior a 2 MW serán calificados como clientes libres.
- c) **Peajes de distribución:** Para abastecer a clientes libres que usen instalaciones de distribución. El peaje de distribución se ha definido como un valor igual al VAD de la distribuidora más un ajuste por precio de compra en las barras de inyección al sistema de distribución.
- d) **Panel de Expertos:** Se crea un órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.
- e) **Precio Nudo:** El precio nudo se aplicará en sistemas de más de 200 MW de capacidad instalada. El cálculo de dicho precio nudo incluirá un cargo único por el uso del Sistema de Transmisión Troncal y los costos de la subtransmisión. La banda para la fijación del precio nudo en torno al precio de clientes libres se redujo de +/-10% a +/- 5% y se aplica sobre el precio de energía.
- f) **Servicios complementarios:** Son todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tarififica estos servicios se encuentra pendiente.
- g) **Sistemas Medianos:** Se definen como Sistemas Medianos, los sistemas eléctricos que posean una capacidad instalada de generación superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW. La tarifificación de estos sistemas se hace en base al Costo Total de Largo Plazo ("CTLP").

### 3.4.3. Ley Corta II

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

- a) **Obligación de suministro:** Las compañías de distribución eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años.
- b) **Licitaciones para el suministro:** Las distribuidoras deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Las licitaciones podrán hacerse en forma conjunta entre distintas compañías de distribución.
- c) **Traspaso de precios a clientes finales:** Las distribuidoras deberán traspasar a sus clientes regulados los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros, conforme a sus respectivos contratos. En caso de que el precio promedio de una concesionaria sobrepase en más de un 5% el precio promedio del sistema, el sobreprecio será absorbido por todos los clientes regulados del sistema.
- d) **Estabilidad en precios:** Si el precio de nudo de largo plazo indexado experimenta una variación de más de 10% entre las fijaciones, éste será ajustado y los precios promedio de cada distribuidora volverán a ser calculados.
- e) **Ajuste a precios de mercado:** Si se producen diferencias significativas entre el precio de mercado, calculado sobre los precios medios de clientes libres y precio de nudo de largo plazo, y el precio teórico, calculado sobre el precio de nudo informado por la CNE, el precio de nudo deberá ser ajustado.
- f) **Regulación de demanda de clientes regulados:** Los generadores tienen la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

### 3.4.4. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico, que regulan el funcionamiento coordinado de las centrales generadoras y líneas de transmisión, que funcionan interconectadas en el correspondiente sistema eléctrico.

#### 4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

<b>Efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
Efectivo en Caja	2.979.782	1.665.705
Saldo en Bancos	1.677.475	1.727.282
Otros instrumentos de renta fija	65.606.848	25.215.394
<b>Totales</b>	<b>70.264.105</b>	<b>28.608.381</b>

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

El aumento en el Efectivo y equivalente de efectivo corresponde al monto recibido por la colocación de la serie L por UF 2.500.000, cuyo objetivo principal es el pago de la serie F por un monto de M\$55.297.647 al 31 de diciembre de 2012, que de acuerdo con lo indicado en la Nota 15 Otros Pasivos Financieros, se muestra en su totalidad en el corto plazo.

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

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y equivalentes de efectivo es el siguiente:

<b>Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo</b>	<b>Moneda</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	70.235.606	28.526.869
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	28.499	81.512
<b>Totales</b>		<b>70.264.105</b>	<b>28.608.381</b>

#### 5. Otros activos financieros corrientes

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

<b>Otros activos financieros corriente</b>	<b>Moneda</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
		<b>Corriente M\$</b>	<b>Corriente M\$</b>
Depósito a plazo en garantía (*)	USD	105.656	115.353
Derivado (**)	UF	64.877	3.395.517
<b>Totales</b>		<b>170.533</b>	<b>3.510.870</b>

(\*) Corresponde a depósitos realizados por Sagesa en una cuenta en dólares a nombre de Corpbanca, para garantizar el pago de cuota de arrendamiento financiero en esa misma moneda.

La transacción de arrendamiento financiero contempla la prenda de contrato de venta de energía y potencia de Sagesa a SGA. Parte de los montos mensuales pagados por SGA a SAGESA, equivalente a 1/6 de la cuota semestral, deben ser colocados a nombre de Corbanca para hacer frente a los pagos semestrales.

(\*\*) Ver nota 16.2.7

## 6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	62.009.548	-	66.178.002	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	23.041.145	15.660.128	26.164.678	11.633.172
<b>Totales</b>	<b>85.050.693</b>	<b>15.660.128</b>	<b>92.342.680</b>	<b>11.633.172</b>

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	54.125.003	-	57.795.640	-
Otras cuentas por cobrar, neto	19.550.691	15.135.689	23.866.918	11.108.733
<b>Totales</b>	<b>73.675.694</b>	<b>15.135.689</b>	<b>81.662.558</b>	<b>11.108.733</b>

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	7.884.545	-	8.382.362	-
Otras cuentas por cobrar	3.490.454	524.439	2.297.760	524.439
<b>Totales</b>	<b>11.374.999</b>	<b>524.439</b>	<b>10.680.122</b>	<b>524.439</b>

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

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
<b>Facturados</b>	<b>63.280.012</b>	<b>67.121.255</b>
Energía y peajes	34.445.120	33.770.581
Anticipos para importaciones y proveedores	886.732	4.295.657
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.827.926	5.076.415
Otros	26.120.234	23.978.603
<b>No Facturados o provisionados</b>	<b>18.606.400</b>	<b>22.641.539</b>
Peajes uso de líneas eléctricas	396	2.302.972
Energía en medidores (*)	17.227.261	19.420.675
Provisión ingresos por obras	975.152	581.121
Otros	403.591	336.771
<b>Otros (Cuenta corriente empleados)</b>	<b>3.164.281</b>	<b>2.579.886</b>
<b>Totales</b>	<b>85.050.693</b>	<b>92.342.680</b>
Provisión deterioro	(11.374.999)	(10.680.122)
<b>Totales, Neto</b>	<b>73.675.694</b>	<b>81.662.558</b>

(\*) Energía consumida y no facturada a los clientes.



Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Convenios de pagos y créditos	3.226.444	2.025.020
Anticipos para importaciones, proveedores y otros	1.286.243	4.625.639
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.506.513	6.328.272
Deudores materiales y servicios	4.997.455	5.849.681
Cuenta corriente empleados	3.164.280	2.579.885
Otros deudores	6.860.210	4.756.181
<b>Totales</b>	<b>23.041.145</b>	<b>26.164.678</b>
Provisión deterioro	(3.490.454)	(2.297.760)
<b>Totales, Neto</b>	<b>19.550.691</b>	<b>23.866.918</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2012 es de M\$88.811.383 y al 31 de diciembre de 2011 es de M\$92.771.291.

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 y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2012 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 740.794 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación en ventas de energía %
Residencial	662.792	38%
Comercial	46.135	26%
Industrial	5.275	23%
Otros	26.592	14%
<b>Total</b>	<b>740.794</b>	<b>100%</b>

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponden 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).

Parte importante de los clientes de las filiales STS y SGA, son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. Como un hecho excepcional en 2011, la quiebra de una empresa generadora (Campanario), implicó realizar provisiones adicionales por el 100% de esta cuenta por cobrar neta (M\$558.838).

Al 31 de diciembre de 2012 se han recuperado M\$258.882 como consecuencia de un reparto de fondos por parte del síndico de quiebra de Campanario. La Administración

analiza caso a caso para determinar cualquier indicio de deterioro y estima, que a pesar de este caso, el riesgo general de crédito de la Sociedad está acotado.

- c) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31/12/2012	31/12/2011
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	21.025.422	20.807.867
Con vencimiento entre tres y seis meses	638.697	1.515.432
Con vencimiento entre seis y doce meses	657.972	946.917
Con vencimiento mayor a doce meses	339.711	250.502
<b>Total</b>	<b>22.661.802</b>	<b>23.520.718</b>

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	4%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-12						Saldo al 31-12-11					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	413.283	58.011.816	5.142	3.235.571	418.425	61.247.387	357.576	59.020.631	5.729	1.646.541	363.305	60.667.172
Entre 1 y 30 días	229.509	12.988.997	2.611	790.863	232.120	13.779.860	221.678	14.348.311	2.976	515.682	224.654	14.863.993
Entre 31 y 60 días	62.038	6.425.451	1.044	179.062	63.082	6.604.513	41.875	5.173.014	1.370	225.469	43.245	5.398.483
Entre 61 y 90 días	4.710	680.752	112	18.775	4.822	699.527	4.985	907.768	196	20.415	5.181	928.183
Entre 91 y 120 días	2.831	282.726	90	11.999	2.921	294.725	2.211	612.703	123	8.291	2.334	620.994
Entre 121 y 150 días	2.318	240.613	90	16.503	2.408	257.116	1.846	321.281	114	9.885	1.960	331.166
Entre 151 y 180 días	1.820	244.327	43	6.609	1.863	250.936	2.004	1.068.683	92	7.415	2.096	1.076.098
Entre 181 y 210 días	1.541	161.355	41	6.821	1.582	168.176	1.476	306.107	83	6.753	1.559	312.860
Entre 211 y 250 días	1.873	580.501	51	6.367	1.924	586.868	1.322	304.787	78	7.261	1.400	312.048
Más de 250 días	29.613	10.017.939	1.096	208.222	30.709	10.226.161	23.437	9.947.997	958	120.249	24.395	10.068.246
<b>Totales</b>	<b>749.536</b>	<b>89.634.477</b>	<b>10.320</b>	<b>4.480.792</b>	<b>759.856</b>	<b>94.115.269</b>	<b>658.410</b>	<b>92.011.282</b>	<b>11.719</b>	<b>2.567.961</b>	<b>670.129</b>	<b>94.579.243</b>

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

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2012		31/12/2011	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	206	110.249	220	77.643
Documentos por cobrar en cobranza judicial	461	6.554.359	433	6.727.329
<b>Totales</b>	<b>667</b>	<b>6.664.608</b>	<b>653</b>	<b>6.804.972</b>

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

<b>Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro</b>	<b>Corriente y no corriente</b> <b>M\$</b>
<b>Saldo al 01 de enero de 2011</b>	<b>9.851.800</b>
Aumentos (disminuciones) del período	2.136.762
Montos castigados	(784.001)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2011</b>	<b>11.204.561</b>
Aumentos (disminuciones) del período	1.246.121
Montos castigados	(551.244)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>11.899.438</b>

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

<b>Provisiones y castigos</b>	<b>Saldo al</b>	
	<b>31/12/2012</b> <b>M\$</b>	<b>31/12/2011</b> <b>M\$</b>
Provisión cartera no repactada	403.487	2.198.249
Provisión cartera repactada	931.819	(61.487)
Castigos del período	(555.429)	(784.001)
Recuperos del período	(85.000)	-
<b>Totales</b>	<b>694.877</b>	<b>1.352.761</b>

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

## 7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

### 7.1. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa	60	71.581.000	71.581.060	99,9999%
Cóndor Holding SpA	40		40	0,0001%
<b>Total</b>	<b>100</b>	<b>71.581.000</b>	<b>71.581.100</b>	<b>100%</b>

### 7.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus filiales, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se incluyen en esta Nota.

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

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

Los préstamos entre compañías relacionadas, 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 las sociedades filiales Saesa, Frontel y la Sociedad, 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 relacionadas, 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 15).

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son las siguientes:

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	292.028	-	120.238	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.262	-	-	-
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.167	-	2.167	-
<b>Totales</b>							<b>296.457</b>	<b>-</b>	<b>122.405</b>	<b>-</b>

#### b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2012		31/12/2011	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.730.881	-	2.742.739	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	16.007.711	-	16.574.411	-
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.255.641	-	1.697.078	-
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	214	-	146	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Directores filiales y Sociedad	Menos de 90 días	Director	UF	-	-	3.920	-
<b>Totales</b>							<b>22.994.447</b>	<b>-</b>	<b>21.018.294</b>	<b>-</b>

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

RUT	Sociedad	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
76.024.782-0	INVERSIONES GRUPO SAESA LTDA.	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	(1.295.600)	(1.187.164)
76.833.170-7	ANDESCAN SPA	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	-	(188.294)
76.024.762-6	CONDOR HOLDING SPA	Matriz	Intereses Préstamos en Cuenta Corriente	-	(187.428)

**7.3. Directorio y personal clave de la gerencia**

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

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

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

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

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores son los siguientes:

Director	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Iván Díaz-Molina	-	100
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>100</b>

No hay saldos pendientes por cobrar y pagar a los Directores por otros conceptos.

**b) Remuneración del Directorio**

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período abril 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman y Juzar Pirbhai renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibieron su remuneración.

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

Director	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Pedro Pablo Errázuriz	-	54
Iván Díaz-Molina	1.356	767
Jorge Lesser García-Huidobro	1.356	1.308
<b>Totales</b>	<b>2.712</b>	<b>2.129</b>

c) Durante el año 2012 y 2011, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

**d) Compensaciones del personal clave de la gerencia**

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

**8. Inventarios**

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2012:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	9.634.932	9.298.274	336.658
Materiales en tránsito	205.725	97.110	108.615
Existencias retail	1.596.523	1.570.939	25.584
Petróleo	1.258.147	1.258.147	-
<b>Totales</b>	<b>12.695.327</b>	<b>12.224.470</b>	<b>470.857</b>

Al 31 de diciembre de 2011:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.707.357	9.856.179	851.178
Materiales en tránsito	1.513.871	1.365.207	148.664
Existencias retail	1.054.136	1.014.553	39.583
Petróleo	1.422.120	1.422.120	-
<b>Totales</b>	<b>14.697.484</b>	<b>13.658.059</b>	<b>1.039.425</b>

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\$568.568 para el período 2012 y un cargo de M\$284.938 para el período 2011.

Movimiento Provisión	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Provisión Ejercicio	166.612	389.762
Aplicaciones a provisión	(735.180)	(104.824)
<b>Totales</b>	<b>(568.568)</b>	<b>284.938</b>

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 gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Materias primas y consumibles utilizados	28.890.237	38.455.592
Otros gastos por naturaleza (*)	2.494.819	1.963.315
<b>Total</b>	<b>31.385.056</b>	<b>40.418.907</b>

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$18.024.628 (M\$15.406.636 en 2011) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2012 ascienden a M\$1.562.325 (M\$423.395 en 2011).

### 9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto renta por recuperar	5.714.222	8.672.923
IVA Crédito fiscal por recuperar	408.959	-
Crédito por utilidades absorbidas	10.477	1.598.609
Crédito Sence	53.408	32.076
Crédito activo fijo	40.206	37.893
<b>Totales</b>	<b>6.227.272</b>	<b>10.341.501</b>

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

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	778.681	1.788.310
Iva Débito fiscal	1.762.943	2.558.077
Otros	473.777	70.590
<b>Totales</b>	<b>3.015.401</b>	<b>4.416.977</b>

### 10. Otros Activos Financieros no Corrientes

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

	31/12/2012	31/12/2011
Otros activos financieros no corriente	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Remanente crédito fiscal	8.949.871	7.757.630
<b>Totales</b>	<b>8.949.871</b>	<b>7.757.630</b>

Este activo corresponde a remanente crédito fiscal, que se recuperará en periodos futuros a base de la generación de flujos de las sociedades que los generaron. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

## 11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

<b>Activos intangibles neto</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Activos intangibles identificables, neto</b>	<b>28.890.657</b>	<b>29.528.910</b>
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	1.721.244	2.359.497

<b>Activos intangibles bruto</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Activos intangibles identificables, bruto</b>	<b>33.685.580</b>	<b>33.455.849</b>
Servidumbres	27.169.413	27.169.413
Software	6.516.167	6.286.436

<b>Amortización activos intangibles</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Activos intangibles identificables</b>	<b>(4.794.923)</b>	<b>(3.926.939)</b>
Servidumbres	-	-
Software	(4.794.923)	(3.926.939)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

<b>Movimiento período 2012</b>		<b>Software, neto</b>	<b>Servidumbres neto</b>	<b>Activos Intangibles, neto</b>
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2012</b>		<b>2.359.497</b>	<b>27.169.413</b>	<b>29.528.910</b>
Movimie	Adiciones	400.480	-	400.480
	Gastos por amortización	(1.038.733)	-	(1.038.733)
	Total movimientos	(638.253)	-	(638.253)
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2012</b>		<b>1.721.244</b>	<b>27.169.413</b>	<b>28.890.657</b>

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

<b>Movimiento año 2011</b>		<b>Software, neto</b>	<b>Servidumbres neto</b>	<b>Activos Intangibles, neto</b>
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2011</b>		<b>2.567.613</b>	<b>26.921.214</b>	<b>29.488.827</b>
Movimient	Adiciones	868.577	248.199	1.116.776
	Retiros	(79)	-	(79)
	Gastos por amortización	(1.076.614)	-	(1.076.614)
	Total movimientos	(208.116)	248.199	40.083
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2011</b>		<b>2.359.497</b>	<b>27.169.413</b>	<b>29.528.910</b>

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años. La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" de los Estados financieros integrales.



## 12. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Rut	Compañía	31/12/2012	31/12/2011
		M\$	M\$
90021000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
91715000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
<b>Totales</b>		<b>231.445.466</b>	<b>231.445.466</b>

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. , Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, RUT 96.867.780-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 Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo 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.

### 13. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011:

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>477.697.495</b>	<b>444.657.838</b>
Construcción en Curso	68.390.499	57.396.858
Terrenos	15.332.666	15.247.659
Edificios	8.762.742	9.001.938
Planta y Equipo	370.614.979	347.793.142
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.161.265	1.441.272
Instalaciones Fijas y Accesorios	474.004	571.905
Vehículos de Motor	2.196.512	2.646.140
Bienes Arrendados (Leasing)	7.375.097	7.367.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.389.731	3.191.762

<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>598.438.291</b>	<b>552.845.856</b>
Construcción en Curso	68.390.499	57.396.858
Terrenos	15.332.666	15.247.659
Edificios	14.102.310	14.054.434
Planta y Equipo	475.863.772	439.421.093
Equipamiento de Tecnologías de la Información	3.363.432	5.412.768
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.265.449	1.275.608
Vehículos de Motor	4.318.343	4.369.161
Bienes Arrendados (Leasing)	8.775.703	8.459.483
Otras Propiedades, Planta y Equipo	7.026.117	7.208.792

<b>Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>31/12/2012 M\$</b>	<b>31/12/2011 M\$</b>
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(120.740.796)</b>	<b>(108.188.018)</b>
Edificios	(5.339.568)	(5.052.496)
Planta y Equipo	(105.248.793)	(91.627.951)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.202.167)	(3.971.496)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(791.445)	(703.703)
Vehículos de Motor	(2.121.831)	(1.723.021)
Bienes Arrendados (Leasing)	(1.400.606)	(1.092.321)
Otros	(3.636.386)	(4.017.030)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2012:

Movimiento año 2012		Construcción	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		en Curso								
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2012</b>		57.396.858	15.247.659	9.001.938	1.441.272	571.905	2.646.140	7.367.162	3.191.762	347.793.142
Movimientos	Adiciones	34.339.065	104.241	128.117	183.029	892	235.215	963.747	837.295	41.273.699
	Retiros	(22.481.943)	-	(57.483)	(6.565)	(9.102)	(128.382)	-	(30.825)	(3.503.677)
	Gastos por depreciación	-	-	(294.351)	(456.215)	(87.337)	(548.937)	(245.899)	(604.121)	(13.903.993)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	(147.184)	-	(186.678)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(863.481)	(19.234)	(15.479)	(256)	(2.354)	(7.524)	(562.729)	(4.380)	(857.514)
	Total movimientos	10.993.641	85.007	(239.196)	(280.007)	(97.902)	(449.628)	7.935	197.969	22.821.837
<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2012</b>		<b>68.390.499</b>	<b>15.332.666</b>	<b>8.762.742</b>	<b>1.161.265</b>	<b>474.004</b>	<b>2.196.512</b>	<b>7.375.097</b>	<b>3.389.731</b>	<b>370.614.979</b>

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2011:

Movimiento año 2011		Construcción	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Mejoras de Bienes Arrendados	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
		en Curso								
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2011</b>		53.587.452	15.208.149	9.093.536	1.561.276	574.936	2.980.250	6.871.847	2.689.278	323.501.290
Movimientos	Adiciones	30.390.224	14.419	178.212	351.803	98.637	408.779	-	1.175.474	36.720.386
	Retiros	(27.139.597)	-	-	(9.918)	(12.501)	(185.473)	-	(43.193)	(1.339.157)
	Gastos por depreciación	-	-	(290.290)	(461.999)	(92.438)	(567.808)	(238.903)	(635.969)	(12.980.947)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	558.779	25.091	20.480	110	3.271	10.392	734.218	6.172	1.891.570
	Total movimientos	3.809.406	39.510	(91.598)	(120.004)	(3.031)	(334.110)	495.315	502.484	24.291.852
	<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2011</b>		<b>57.396.858</b>	<b>15.247.659</b>	<b>9.001.938</b>	<b>1.441.272</b>	<b>571.905</b>	<b>2.646.140</b>	<b>7.367.162</b>	<b>3.191.762</b>

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

#### Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en la cuenta "Gastos por Depreciación y Amortización del Resultado de Explotación".
- Las empresas del Grupo Saesa cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Bienes en modalidad de arrendamiento financiero. Se incluye en este ítem una transacción de leasing en dólares de la filial Sagesa S.A.
- Los activos en construcción, según se explica en Nota 2.11, incluyen activación de costos financieros por M\$1.766.916 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012, y a M\$1.184.532 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011, y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$2.337.275 por el año terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$1.913.421 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- El 06 de junio de 2005, el proyecto Turbina Coronel fue vendido a CORPBANCA mediante un Contrato de Leaseback por un valor de M\$ 11.788.462. El valor equivalente en dólares de la venta, alcanzó a los US\$ 20,08 millones. Con esta misma fecha, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. actual Sagesa S.A., hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada la turbina. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing y un valor al 31 de diciembre de 2012 de M\$ 172.270.

El valor presente de los pagos futuros derivados de este arrendamiento, incluido en Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes, es el siguiente:

	31/12/2012			31/12/2011		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.064.054	40.413	1.023.641	1.154.995	70.376	1.084.619
Entre un año y cinco años	1.596.081	29.465	1.566.616	2.887.487	88.951	2.798.536
Más de cinco años				-	-	-
<b>Totales</b>	<b>2.660.135</b>	<b>69.878</b>	<b>2.590.257</b>	<b>4.042.482</b>	<b>159.327</b>	<b>3.883.155</b>

## 14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

### 14.1. Impuesto a la renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Consolidado correspondiente a los años 2012 y 2011, es el siguiente:

<b>Gasto por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Gasto por impuestos corrientes	2.506.697	3.800.957
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto corriente	-	(138.462)
Ajustes al impuesto corriente del período anterior	(88.849)	(12.474)
Otro gasto por impuesto corriente	4.508	7.581
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>2.422.356</b>	<b>3.657.602</b>
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	2.687.437	(1.050.709)
Beneficio fiscal que surge de activos por impuestos no reconocidos previamente usados para reducir el gasto por impuesto diferido	-	-
Otro gasto por impuesto diferido	-	(1.822)
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>2.687.437</b>	<b>(1.052.531)</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>5.109.793</b>	<b>2.605.071</b>

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

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo período los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos, cuyo efecto neto en resultado ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuestos a las ganancias de M\$ 1.436.553 al 31 de diciembre de 2012.

La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “Ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
<b>Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos</b>	<b>19.550.270</b>	<b>8.543.460</b>
<b>(Gasto) Ingreso por Impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (20%)</b>	<b>(3.910.054)</b>	<b>(1.708.692)</b>
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	185.601	71.395
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(452.044)	(333.986)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	(524.498)	624.558
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	350.154	83.940
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	2.254	13
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(6.000.848)	(9.676.413)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	6.239.950	9.951.098
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(1.440.942)	(417.079)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	506.659	(564.842)
Ajuste Empresas Fusionadas	177.915	143.034
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	(243.940)	(778.097)
<b>Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal</b>	<b>(1.199.739)</b>	<b>(896.379)</b>
<b>(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva</b>	<b>(5.109.793)</b>	<b>(2.605.071)</b>
<b>Tasa Impositiva Efectiva</b>	<b>26,14%</b>	<b>30,49%</b>

#### 14.2. Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo (*)	2.114.262	2.529.377	18.477.075	15.727.159
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	45.350	35.606	22.466	31.991
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	2.379.889	1.955.196	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	249.943	208.331	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	94.172	181.379	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	2.707.952	1.224.398	-	-
Impuestos diferidos relativos a Gastos Anticipados	837.617	775.693	466.142	377.122
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	1.018.041	2.405.029	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión Beneficios Personal	496.794	328.750	-	-
Impuestos diferidos Otras Provisiones	67.788	321.113	57.316	48.287
Impuestos diferidos relativos a Derivados	19.637	-	-	628.170
Leasing	518.051	676.468	-	-
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	58.051	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a Impuestos específicos	554.883	517.297	-	-
Diferencia de cambio cuentas no monetarias	403.443	830.415	-	-
Diferencia de cambio	-	3.308	7.464	-
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>11.565.873</b>	<b>11.992.360</b>	<b>19.030.463</b>	<b>16.812.729</b>

b) Los movimientos de los rubros “Impuestos Diferidos”, de los estados de situación financiera consolidado en los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2011</b>	<b>7.891.634</b>	<b>32.409.307</b>
Impuesto diferido efecto por fusión (*)	11.368.759	(7.261.232)
Otros incrementos (decrementos)	(7.268.033)	(8.335.346)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>11.992.360</b>	<b>16.812.729</b>
Incremento (decremento)	(426.487)	2.217.734
<b>Saldo al 31 de diciembre 2012</b>	<b>11.565.873</b>	<b>19.030.463</b>

(\*) El 31 de mayo de 2011, las sociedades filiales SAESA (Ex Lagos II S.A.) y FRONTEL (Ex Lagos III S.A.) se fusionaron por absorción con sus filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo con las normas tributarias vigentes, el mayor valor tributario de éstas

sociedades respecto de sus filiales, se distribuyó entre los activos no monetarios de ésta últimas dando origen a un aumento en las bases de activos tributarios que generan diferencias temporarias.

Estas diferencias originaron un activo por impuesto diferido de M\$ 18.629.991, que para efectos de presentación, según corresponda, se encuentra neto en activo y pasivo por impuestos diferidos relativos a Activo Fijo.

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

Todas las empresas del Grupo están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

## 15. Otros Pasivos Financieros

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2012		31/12/2011	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Préstamos bancarios	44.219.616	-	36.906.654	-
Bonos	65.095.987	309.318.937	6.359.131	305.166.881
Derivado	447.627	-	-	-
Leasing	1.023.641	1.566.616	1.084.619	2.798.536
<b>Totales</b>	<b>110.786.871</b>	<b>310.885.553</b>	<b>44.350.404</b>	<b>307.965.417</b>

b) El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	al 31-12-2012 M\$
Chile	Pesos	Mensual	6,10%	Sin Garantía	-	6.007.280	-	-	6.007.280	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimestral	0,96%	Sin Garantía	-	-	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-
Chile	USD	Cuatrimestral	0,94%	Sin Garantía	-	-	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,96%	Sin Garantía	-	-	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-
Chile	USD	Semestral	0,85%	Sin Garantía	-	-	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-
Chile	Pesos	Cuatrimestral	6,50%	Sin Garantía	-	4.991.138	-	-	4.991.138	-	-	-
<b>Totales</b>					-	<b>6.007.280</b>	<b>16.999.237</b>	<b>21.213.099</b>	<b>44.219.616</b>	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No corriente			
					Vencimiento				Total corriente	Vencimiento		Total no corriente
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31-12-2011 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	al 31-12-2011 M\$
Chile	USD	Anual	2,02%	Sin Garantía	-	-	-	36.906.654	36.906.654	-	-	-
<b>Totales</b>					-	-	-	<b>36.906.654</b>	<b>36.906.654</b>	-	-	-

c) El desglose por banco de los "Préstamos Bancarios", vigentes al 31 de diciembre de 2012 y 2011, 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				
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente	
SAESA	BANCO BBVA	96526410-8	Pesos	6,10%	Mensual	6.007.280	-	6.007.280	-	-	-	-	-
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,96%	Semestral	-	12.104.577	12.104.577	-	-	-	-	-
STS	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,85%	Semestral	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	0,96%	CUATRIMESTRAL	6.052.288	-	6.052.288	-	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-8	USD	0,94%	CUATRIMESTRAL	5.955.811	-	5.955.811	-	-	-	-	-
FRONTEL	SCOTIABANK	97018000-1	PESOS	6,50%	CUATRIMESTRAL	4.991.138	-	4.991.138	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>						<b>23.006.517</b>	<b>21.213.099</b>	<b>44.219.616</b>	-	-	-	-	-

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre 2011							
						Corriente			No Corriente				
						Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente	
SAESA	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	2,02%	ANUAL	-	24.604.436	24.604.436	-	-	-	-	-
FRONTEL	BANCO ESTADO	97030000-7	USD	2,02%	ANUAL	-	12.302.218	12.302.218	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>							<b>36.906.654</b>	<b>36.906.654</b>	-	-	-	-	-

d) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente (\*):

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente					
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	a131-12-2012 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	más de 5 años M\$	a131-12-2012 M\$	
Chile	UF	Semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	55.297.647	55.297.647	-	-	-	-	-
Chile	UF	Annual	3,48%	Sin Garantía	-	-	-	3.564.534	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	-	16.892.956
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	190.203	190.203	11.420.375	7.147.990	-	-	-	22.330.938
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	227.765	227.765	-	-	-	-	-	21.968.793
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	-	-	351.435	351.435	-	-	-	-	55.619.406
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	-	-	9.788.893
Chile	UF	Annual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.780.208	1.780.208	-	-	-	-	90.137.099
Chile	UF	Annual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.189.769	2.189.769	-	-	-	-	86.054.924
				Totales	-	-	-	<b>417.968</b>	<b>64.678.019</b>	<b>65.095.987</b>	<b>25.376.663</b>	<b>16.610.586</b>	<b>267.331.688</b>	<b>309.318.937</b>

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento			Total no Corriente
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	a131-12-2011 M\$	1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	más de 5 años M\$	a131-12-2011 M\$
Chile	UF	semestral	5,25%	Sin Garantía	-	-	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
Chile	UF	semestral	3,23%	Sin Garantía	-	-	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
Chile	UF	anual	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
Chile	UF	semestral	3,60%	Sin Garantía	-	-	-	222.312	222.312	-	-	-	21.422.452
Chile	UF	semestral	3,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
Chile	UF	anual	4,00%	Sin Garantía	-	-	-	1.738.093	1.738.093	-	-	-	87.914.288
Chile	UF	anual	5,00%	Sin Garantía	-	-	-	2.139.839	2.139.839	-	-	-	83.645.540
				Totales	-	-	-	<b>6.359.131</b>	<b>6.359.131</b>	<b>30.467.653</b>	<b>25.785.858</b>	<b>248.913.370</b>	<b>305.166.881</b>

(\*) El 20 de diciembre de 2012, la filial Saesa colocó la serie L por UF 2.500.000, cuyo objetivo principal es el pago de la serie F. En virtud de lo comprometido por esa filial, el monto total de la serie F se muestra en el corto plazo.

e) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2012						
				Corriente			No Corriente			
				Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.494.426	1.494.426	3.915.557	2.610.371	9.788.893	16.314.821
BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	55.297.647	55.297.647	-	-	-	-
BONO SERIE G/ N°301	UF	3,48%	Sin Garantía	-	3.564.534	3.564.534	10.040.731	6.852.225	-	16.892.956
BONO SERIE I/ N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	190.203	-	190.203	11.420.375	7.147.990	-	3.762.573
BONO SERIE J/ N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	227.765	-	227.765	-	-	-	21.968.793
BONO SERIE L/ N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	351.435	351.435	-	-	-	55.619.406
BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	1.780.208	1.780.208	-	-	-	90.137.099
BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.189.769	2.189.769	-	-	-	86.054.924
				<b>417.968</b>	<b>64.678.019</b>	<b>65.095.987</b>	<b>25.376.663</b>	<b>16.610.586</b>	<b>267.331.628</b>	<b>309.318.937</b>

Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2011						
				Corriente			No Corriente			
				Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	más de 5 años	Total No Corriente
BONO SERIE A/ N°416	UF	3,00%	Sin Garantía	-	1.472.337	1.472.337	3.821.834	2.547.889	10.828.529	17.198.252
BONO SERIE F/ N°398	UF	5,25%	Sin Garantía	-	465.791	465.791	9.442.178	6.294.785	37.768.709	53.505.672
BONO SERIE G/ N°301	UF	3,48%	Sin Garantía	-	135.108	135.108	9.772.305	10.032.314	-	19.804.619
BONO SERIE I/ N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	185.651	185.651	7.431.336	6.910.870	7.333.852	21.676.058
BONO SERIE J/ N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	222.312	222.312	-	-	-	21.422.452
BONO SERIE L/ N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	1.738.093	1.738.093	-	-	-	87.914.288
BONO SERIE E/ N°646	UF	4,00%	Sin Garantía	-	2.139.839	2.139.839	-	-	-	83.645.540
BONO SERIE D/ N°559	UF	5,00%	Sin Garantía	-	2.139.839	2.139.839	-	-	-	83.645.540
					<b>6.359.131</b>	<b>6.359.131</b>	<b>30.467.653</b>	<b>25.785.858</b>	<b>248.913.370</b>	<b>305.166.881</b>

f) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones de leasing o arrendamiento financiero al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31/12/2012 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31-12-2012	
Chile	USD	Semestral	1,19%	Con Garantía	-	-	-	-	1.023.641	1.023.641	1.566.616	-	1.566.616
Totales					-	-	-	-	1.023.641	1.023.641	1.566.616	-	1.566.616

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente				No Corriente				
					Vencimiento				Total Corriente	Vencimiento		Total no Corriente	
					Indeterminada M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$	al 31/12/2011 M\$	1 a 5 años M\$	5 años a más M\$	al 31/12/2011	
Chile	USD	Semestral	2,10%	Con Garantía	-	-	-	-	1.084.619	1.084.619	2.798.536	-	2.798.536
Totales					-	-	-	-	1.084.619	1.084.619	2.798.536	-	2.798.536

El valor presente de los pagos futuros relacionados con dichos contratos son los siguientes:

	31/12/2012			31/12/2011		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	1.064.054	40.413	1.023.641	1.154.995	70.376	1.084.619
Entre un año y cinco años	1.596.081	29.465	1.566.616	2.887.487	88.951	2.798.536
Más de cinco años	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>2.660.135</b>	<b>69.878</b>	<b>2.590.257</b>	<b>4.042.482</b>	<b>159.327</b>	<b>3.883.155</b>

g) 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 D

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de escritura pública de fecha 13 de octubre de 2008, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 26 de noviembre de 2008, complementado por escritura pública de fecha 5 de diciembre de 2008, modificado por escritura pública de fechas 15 de diciembre de 2011 y 13 de febrero de 2012, todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 559.

Con fecha 23 de diciembre de 2008, la Sociedad colocó los bonos Serie D, con cuyos fondos pagó anticipadamente un crédito sindicado por UF3.909.602, contraído con un grupo de bancos formado por el Banco de Chile, como Banco Agente, Banco BCI y el Banco Estado. La Sociedad colocó un total de 8.000 bonos de la serie D, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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; y como "EBITDA ajustado consolidado" 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, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más 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 de la Sociedad. 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.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”.
- 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.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie E**

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie D fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 646.

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepago la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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 Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, 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 de la Sociedad. 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.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. 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.

- 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.

Al 31 de diciembre de 2012 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 sus filiales 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 consolidado 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 y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

#### **Filial Saesa**

##### **Bono Serie F**

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie el cual fue modificado por escrituras públicas de fechas 5 de noviembre de 2004, 22 de noviembre de 2004, 9 de octubre de 2004 y 28 de octubre de 2010 todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el

Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie F fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 398.

En enero de 2005, la filial Saesa colocó un total de 4.200 bonos de la Serie E y 4.800 bonos de la Serie F. Los montos nominales colocados tanto bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E, como bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie F, ascendieron a la suma de 2.100.000 Unidades de Fomento y 2.400.000 Unidades de Fomento, respectivamente, con las siguientes restricciones:

- Razón de endeudamiento consolidado 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.
- 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 y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.
- 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.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta sobre EBITDA menor a 3,5.

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 Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, 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 de la Sociedad. 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 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

## Bono Serie G

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 6 de septiembre de 2002, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escrituras públicas de fechas 16 de septiembre de 2002, 28 de noviembre de 2002, 26 de diciembre de 2002, 8 de enero de 2003, 4 de enero de 2006, 8 de febrero de 2006, 13 de noviembre de 2007, 9 de octubre de 2008 y 28 de octubre de 2010, todas otorgadas en esa misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 301. Con fecha 19 de diciembre de 2007, con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G, se colocaron un total de 300 bonos en una serie única denominada “Serie G”, por un monto total de 300.000 Unidades de Fomento. En octubre de 2008, se colocaron un total de 300.000 Unidades de Fomento con cargo al Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G. Adicionalmente, en octubre del año 2009 se colocaron bonos por un monto de 300.000 Unidades de Fomentos adicionales en esta serie. Los fondos fueron utilizados para refinanciar las amortizaciones del año de la Serie E, con las siguientes restricciones:

- Razón de endeudamiento consolidado 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 de la Sociedad 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 de la Sociedad. 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 y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En la actualidad la Sociedad cumple con la presente restricción.
- 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.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

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 Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, 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 de la Sociedad. 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 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie I**

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie I, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 664.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie I en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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 de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, 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 de la Sociedad. 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.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de

los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, 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.

- 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.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie J**

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, 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.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de

los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a 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.

- 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.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie L**

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2011, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2011, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012. Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 397.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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 de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, 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.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, 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.

- La Sociedad y sus Filiales no podrán otorgar préstamos de dinero a terceros, salvo por aquellos: (i) vigentes a la fecha del Contrato de Emisión otorgados por la Sociedad sus Filiales, según sea el caso; o (ii) aquellos que se efectúen a personas o sociedades Relacionadas, sociedades Coligadas o empleados de la Sociedad o de sus Filiales o Coligadas; o (iii) préstamos a clientes o entidades públicas, tales como municipalidades u otras, en el giro ordinario de sus negocios.

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Filial Frontel**

#### **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 filial Frontel colocó un total de 2.000 bonos de la serie A, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones:

- Razón de endeudamiento consolidado 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 2012 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

## **16. 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 están expuestas Eléctricas del Sur S.A. y sus filiales son los siguientes:

### **16.1. Riesgo de negocio**

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

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

#### **16.1.1. Riesgo Regulatorio**

##### **a) Cambio de la regulación**

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

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

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

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

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

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

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

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

#### **b) Fijación de tarifas de generación**

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la filial SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC –SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato financiero con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y Sagesa S.A. venden toda de su energía a precios spot y

establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

### **c) Fijación de tarifas de distribución**

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El último Decreto de fórmulas tarifarias, que rigen desde noviembre de 2008 hasta octubre de 2012, fue publicado el 8 de abril de 2009. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad y sus filiales de distribución no esperan cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

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

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

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

### **d) 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. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto 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 que ha sufrido la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) hace suponer que durante el segundo semestre de 2013 se dé por concluido este proceso tarifario y con ello, se apliquen de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados mediante Decreto Supremo.

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. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso se esperan efectos positivos en los ingresos consolidados de la compañía. Tal como se comentó en el párrafo anterior, en el primer período de la fijación (una vez publicado el decreto) habrá mayores ingresos por concepto de aplicación retroactiva de este decreto, esto es desde enero 2011.

#### **e) Contratos de suministro**

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

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

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro, que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.

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

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realiza mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 - diciembre 2014.

#### **f) Abastecimiento de energía**

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

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

- Las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones que actualmente se encuentra desarrollando el regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento de gas argentino y por otro al reconocer que otro año seco como el 2010 podría generar situaciones que

pueden ser complicadas y que requieren de una revisión oportuna de la forma en que se puedan resolver la disponibilidad y los recursos de energía necesarios, dado por el nivel actual de los embalses y las líneas de transmisión. Se reconoce que el problema no es de falta de energía, porque hay muchas turbinas diesel disponibles, pero sí existe preocupación por costos debido al precio que pueda alcanzar el petróleo.

En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2013 – 2014).

## 16.2. Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, 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 de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

### 16.2.1 Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan 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.

También la Sociedad y sus filiales toman deudas en moneda distinta a su moneda funcional y para protegerse de esas variaciones realizan coberturas.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa fija:

<b>Empresa</b>	<b>Fecha suscripción</b>	<b>Monto MUSD</b>	<b>Monto CLP M\$</b>
Saesa	29-10-2012	25.177	12.084.182
STS	24-12-2012	18.975	9.107.016
Frontel	29-10-2012	12.589	6.042.091
Frontel	15-11-2012	12.394	5.948.688

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, las sociedades contrataron Cross Currency Swap (ver nota 16.2.7), de esta forma las sociedades protegen su exposición de moneda (USD a CLP).

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 7,5%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre, las cuentas de balance de Sagesa presentan un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$102.279, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Así mismo, al 31 de diciembre, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$146.455, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

### 16.2.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

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

El 89% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es 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 corriente y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el año 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\$1.612.973.

### 16.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 95% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida. Esta última corresponde a una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB y Libo a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de MM\$207 durante el año 2012. Para este análisis, no se consideró el crédito en CLP que tomó la filial Saesa, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31-12-2012	31-12-2011
Tasa Interés Variable	5%	7%
Tasa Interés Protegida	1%	9%
Tasa Interés Fija	93%	84%

### 16.2.4 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.

El 90% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deuda anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con la matriz Grupo Saesa y las filiales Saesa y Frontel. Como política, los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las

inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas de la Grupo.

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, 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.

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

### **16.2.5 Riesgo de crédito**

La Sociedad y sus filiales tienen 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 y sus filiales están expuestas 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 por cobrar provenientes de la actividad operacional de la Sociedad y sus filiales, se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad 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 y sus filiales 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.

Para medir el riesgo de incobrabilidad 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	4%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

En algunos casos especiales (clientes importantes 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.

#### 16.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

##### a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/12	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	64.877	64.877
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	88.811.383	-	-	88.811.383
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	296.457	-	-	296.457
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	54.741.813	15.522.292	-	70.264.105
Otros Activos Financieros, No Corriente	8.949.871	-	-	8.949.871
<b>Totales</b>	<b>152.799.524</b>	<b>15.522.292</b>	<b>64.877</b>	<b>168.386.693</b>

Activos financieros al 31/12/11	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Derivados de cobertura M\$	Total M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	3.395.517	3.395.517
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, derechos por cobrar	92.771.291	-	-	92.771.291
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	122.405	-	-	122.405
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	3.392.987	25.215.394	-	28.608.381
Otros Activos Financieros, No Corriente	7.757.630	-	-	7.757.630
<b>Totales</b>	<b>104.044.313</b>	<b>25.215.394</b>	<b>3.395.517</b>	<b>132.655.224</b>



## b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/12	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Mantenidos para la venta	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	421.224.797	-	-	421.224.797
Otros pasivos financieros, Derivado	-	447.627	-	447.627
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	38.233.770	-	-	38.233.770
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	22.994.447	-	-	22.994.447
<b>Totales</b>	<b>482.453.014</b>	<b>447.627</b>	<b>-</b>	<b>482.900.641</b>

Pasivos financieros al 31/12/11	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Mantenidos para la venta	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	352.315.821	-	-	352.315.821
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	53.052.702	-	-	53.052.702
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	21.018.294	-	-	21.018.294
<b>Totales</b>	<b>426.386.817</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>426.386.817</b>

### 16.2.7 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 principalmente a Cross Currency Swaps.

Las filiales Saesa, STS y Frontel han tomado créditos en USD mencionados en la nota 16.2.1, con una cobertura de Cross Currency Swap a pesos a tasa fija, además de un crédito en CLP tomado por la Filial Saesa con un Swap de tasa variable a tasa fija.

Las condiciones principales (monto y plazo) de los instrumentos de cobertura y de la transacción cubierta son las mismas, y al momento del cierre de la cobertura quedan compensadas.

Empresa	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	USD		CLP		Tasa interés	
				Compañía recibe		Compañía paga		Compañía recibe	Compañía paga
				Nacional MUSD	Tasa interés	Nacional M\$	Tasa interés		
Saesa	Cross Currency Swap	29/10/2012	26/06/2013	25.177	USD + 0,9644%	12.117.920	CLP + 6,43%		
Saesa	Swap de Tasa	23/10/2012	23/01/2013			6.000.000		TAB 30 +0,2%	CLP+6,24%
STS	Cross Currency Swap	24/12/2012	21/06/2013	18.975	USD + 0,8506%	9.000.000	CLP + 6,46%		
Frontel	Cross Currency Swap	29/10/2012	26/06/2013	12.589	USD + 0,9644%	6.058.960	CLP + 6,43%		
Frontel	Cross Currency Swap	15/11/2012	03/06/2013	12.394	USD + 0,937%	6.000.000	CLP + 6,40%		

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad y sus filiales clasifican sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja". El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	Empresa	31.12.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (**)	Saesa	(247.192)	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Saesa	64.877	2.263.678	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (**)	Frontel	(200.435)	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Cross Currency Swaps (*)	Frontel	0	1.131.839	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
<b>Total</b>		<b>(382.750)</b>	<b>3.395.517</b>			

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

(\*\*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros, Corrientes

## 16.2.8 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 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	2.979.792	2.979.792
Saldo en Bancos	1.677.475	1.677.475
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	73.675.694	73.675.694

Pasivos Financieros - al 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Deuda Bancaria	44.219.616	43.619.461
Bonos	374.414.924	393.860.380
Leasing	2.590.257	2.645.601
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	38.233.770	38.233.770

### 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:

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- 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 y leasing se determinó a través de metodología de análisis de flujo de caja, aplicando las curvas de descuento correspondiente al plazo remanente a la fecha de extinción de la obligación.

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

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

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

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

## 17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	20.265.265	30.731.683
Proveedores por compra de combustible y gas	1.448.585	1.218.748
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	297.939	4.077.398
Cuentas por pagar bienes y servicios	10.501.798	12.111.189
Dividendos por pagar a terceros	88.720	95.373
Cuentas por pagar instituciones fiscales	246.615	236.766
Otras cuentas por pagar	5.384.848	4.581.545
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>38.233.770</b>	<b>53.052.702</b>

## 18. Provisiones

### 18.1. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.249.721	1.126.118
Provisión por beneficios anuales	3.853.378	3.107.853
<b>Totales</b>	<b>5.103.099</b>	<b>4.233.971</b>

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2012</b>	<b>4.233.971</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.457.066
Provisión utilizada	(2.304.957)
Reversos de provisión no utilizada	(282.981)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>869.128</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>5.103.099</b>

Movimientos en provisiones	Por beneficios a los empleados
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2011</b>	<b>4.609.671</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	2.375.037
Provisión utilizada	(2.750.737)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(375.700)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>4.233.971</b>

## 18.2. Otras provisiones a corto plazo

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

Otras provisiones a corto plazo	Corriente	
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.135.486	1.162.912
<b>Totales</b>	<b>1.135.486</b>	<b>1.162.912</b>

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	1.162.912
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	354.515
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(162.606)
Provisión utilizada	(98.406)
Reversos de provisión no utilizada	(120.929)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(27.426)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>1.135.486</b>

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2011	1.058.877
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	539.934
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(96.993)
Provisión utilizada	(249.477)
Reversos de provisión no utilizada.	(89.429)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>104.035</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>1.162.912</b>

### 18.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	5.332.746	5.021.256
<b>Totales</b>	<b>5.332.746</b>	<b>5.021.256</b>

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

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2011</b>	<b>5.003.829</b>
Provisión del período	541.412
Pagos en el período	(523.985)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>5.021.256</b>
Provisión del período	690.737
Pagos en el período	(379.247)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2012</b>	<b>5.332.746</b>

c) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2012 y 2011.

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

#### 18.4. Juicios y multas

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

##### a) Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

Empresa	Tribunal	Nº Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	37398	Demanda de indemnización de perjuicios (Sociedad Turística Hualhuen Limitada con Saesa)	Proceso pendiente en 1º instancia	121.600
SAESA	7º Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1º instancia	21.455
SAESA	1º Juzgado de Letras de Puerto Montt	1881-2010	Demanda de comodato precario (Hechenleitner con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	Indeterminado
SAESA	16º Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Proceso pendiente en 1º instancia	21.455
SAESA	2º Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	21.455
SAESA	1º Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	21.455
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	33.000
SAESA	Juzgado de Letras de Río Bueno	261-12	Demanda de indemnización de perjuicios (Marchmar con SAESA)	Pendiente en 1º instancia	325.000
SAESA	1º Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en 1º instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	M-151-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Delgado con ESE ING. Y SAESA)	Sentencia definitiva acoge demanda. Pendiente recurso de nulidad.	2.000
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-192-2012	Demanda de responsabilidad laboral subsidiaria (Vera con ESE ING. Y SAESA)	Pendiente audiencia preparatoria	3.000
FRONTEL	3º Juzgado civil de Temuco	9547-B	Demanda de indemnización de perjuicios por instalación de tendido eléctrico. (Matus con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	15.000
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	6831-2008	Demanda de indemnización de perjuicios por no ejecución de proyecto particular. (Suizandina con FRONTEL)	Demanda rechazada en primera instancia. Proceso pendiente en 2º instancia	477.000
FRONTEL	3º Juzgado civil de Temuco	1703-2010	Demanda de indemnización de perjuicios por incendio. (Benavides y otros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	22.841
FRONTEL	Juzgado Civil de Mulchén	30830	Demanda de indemnización de perjuicios. (Tiznado con FRONTEL)	Proceso terminado por transacción.	16.025
FRONTEL	4º Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Demanda de indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	2.903.336
FRONTEL	Juzgado de Letras de Traiguén	100-2011	Demanda de término de servidumbre (Tramolao con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	Indeterminado
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Osorno	2366-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Conejeros con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	22.013
FRONTEL	1º Juzgado Civil de Temuco	4890-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Leal con FRONTEL)	Proceso pendiente en 1º instancia	18.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Nacimiento	94-2012	Demanda de término de servidumbre (Godoy con FRONTEL)	Pendiente en 1º instancia	22.841
EDELAYSEN	Juzgado de letras de Chaitén	005-2008	Demanda de comodato precario	Proceso pendiente en 1 instancia en etapa de discusión.	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Coyhaique	966-2011	Demanda de indemnización de perjuicios (Mata con EDELAYSEN)	Proceso pendiente en 2º instancia	22.841
LUZ OSORNO	2º Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con SAESA)	Proceso pendiente en 1º instancia	64.405
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1º.	Indeterminado

Adicionalmente a las contingencias por juicios señaladas en cuadro anterior (en los que la Sociedad y sus filiales son demandadas), en 2011 la filial Sagesa S.A. presentó una demanda en Estados Unidos contra la sociedad americana Motor Works LLC. Lo anterior debido al incumplimiento por parte de esta última de un contrato de construcción de turbinas, las cuales debió entregar a la Sociedad. El monto adeudado por este concepto es US\$6.475.000 (seis millones cuatrocientos setenta y cinco mil dólares de los Estados Unidos de América). Para estos efectos, se ha contratado a la firma Powell & Pearson LLP y que se encuentra en primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. 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 y sus filiales cuentan 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 UF1.000.

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.

b) Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	Res. Ex. 1156 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	121.100
FRONTEL	Res. Ex. 1160 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	195.884
FRONTEL	Res. Ex. 1162 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.167
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.895
EDELAYSEN	Res. Ex. 1158 de fecha 03.07.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	12.062
EDELAYSEN	Res. Ex. 80 de fecha 06.09.2012	SEC	Mantenimiento.	Judicializada	24.124
LUZ OSORNO	Res. Ex. 1183 de fecha 21.02.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	2.895
<b>Multas pendientes de resolución de años anteriores</b>					
SAESA	Res. Ex. 138 de fecha 31.08.2009	SEC	Mantenimiento	Rebajada a 150 UTM.	6.031
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	20.103
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso Reposición	7.237
FRONTEL	Res. Ex. 2254 de fecha 25.11.2009	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	9.649
FRONTEL	Res. Multa 8011/11/87 de fecha 18.08.2011	DIR. TRABAJO	jornada, condiciones sanitarias.	Rebajada a 52,5 UTM.	2.111
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso Reposición	20.103
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	30.155
STS	Res. Ex. 2698 de fecha 29.09.2011	SEC	Black out 2010	Judicializada	220.007
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.206
LUZ OSORNO	Res. Ex. 103 DRX de fecha 14.06.2011	SEC	Instrucciones no cumplidas.	Judicializada	8.041
SGA	Res. Ex. 2603 de fecha 29.09.2011	SEC	Balck uot 2010	Judicializada	95.047

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados 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 favorable, o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

**19. Otros pasivos no financieros corrientes**

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

Otros pasivos no financieros corrientes	Saldo al	
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	14.507.596	14.312.996
Otras obras de terceros	6.093.654	5.774.833
<b>Total otros pasivos no financieros corrientes</b>	<b>20.601.250</b>	<b>20.087.829</b>

Las subvenciones 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 2.18.2.

## 20. Otros pasivos no financieros no corrientes

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

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	11.641.639	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	133.168	125.332
<b>Totales</b>	<b>11.774.807</b>	<b>6.158.963</b>

## 21. Patrimonio

### 21.1. Patrimonio neto de la Sociedad

#### 21.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. ascendía a M\$ 340.106.755. El capital está representado por 100 acciones serie A y 71.581.000 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).

#### 21.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del 26 de abril de 2012 aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2011, lo que significó la distribución de M\$11.000.000.

En Junta Ordinaria de Accionistas del 29 de abril de 2011 se aprobó el reparto de las utilidades correspondientes al ejercicio 2010, lo que significó la distribución de M\$13.870.000.

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 ejercicios.



### 21.1.3. Otras reservas

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

	Saldo al 01 de enero de 2012 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2012 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2012 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.349.838)		(2.578.236)		(3.928.074)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	153.155			(229.210)	(76.055)
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	1.414	8.456			9.870
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	19.506.605				19.506.605
<b>Totales</b>	<b>29.118.254</b>	<b>8.456</b>	<b>(2.578.236)</b>	<b>(229.210)</b>	<b>26.319.264</b>

Otras reservas varias por M\$ 10.806.918, está compuesta por M\$ 8.506.366 que corresponde a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros, y por M\$ 2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

El valor de M\$9.870 corresponde al efecto de la fusión de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la filial Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

(\*) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y 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\$19.749.955. El monto restante por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

El detalle al 31 de diciembre de 2011 de otras reservas, es el siguiente:

	Saldo al 01 de enero de 2011 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
		Trasposos enero a diciembre de 2011 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2011 M\$	Reservas de cobertura M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(4.501.599)		3.151.761		(1.349.838)
Reservas de cobertura	175.086			(21.931)	153.155
Otras reservas varias	10.806.918				10.806.918
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	1.414				1.414
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)		19.506.605			19.506.605
<b>Totales</b>	<b>6.481.819</b>	<b>19.506.605</b>	<b>3.151.761</b>	<b>(21.931)</b>	<b>29.118.254</b>

### 21.1.4. Diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	(806.864)	20.514
Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	(3.120.766)	(1.370.352)
Eletrans S.A.	(444)	-
<b>Totales</b>	<b>(3.928.074)</b>	<b>(1.349.838)</b>

### 21.1.5. Ganancias (pérdidas) Acumuladas

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2012, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
<b>Saldo Inicial al 1/01/12</b>	<b>15.870.118</b>	<b>373.036</b>	<b>16.243.154</b>
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	14.165.636		14.165.636
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(9.307.058)		(9.307.058)
Provisión dividendo mínimo del año	(4.249.691)		(4.249.691)
<b>Saldo final al 31/12/12</b>	<b>16.479.005</b>	<b>373.036</b>	<b>16.852.041</b>

La utilidad distributable del año 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\$14.165.636.

Los saldos de Ganancias (pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2011, es el siguiente:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida acumulada) M\$
<b>Saldo Inicial al 1/01/11</b>	<b>21.888.864</b>	<b>373.036</b>	<b>22.261.900</b>
Tranferencia y otros cambios	(3.446)		(3.446)
Ganancia (pérdida) atribuibles a los propietarios de la controladora	5.643.201		5.643.201
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(9.965.559)		(9.965.559)
Provisión dividendo mínimo del año	(1.692.942)		(1.692.942)
<b>Saldo final al 31/12/11</b>	<b>15.870.118</b>	<b>373.036</b>	<b>16.243.154</b>

La utilidad distributable del año 2011, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2011, esto es M\$5.643.201.

### 21.2. Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad y sus filiales 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.

### 21.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

#### 21.4. Patrimonio de participaciones no controladores

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2012 y 2011 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2012 y 2011, son los siguientes:

RUT	Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores Ganancia (pérdida)	
		31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
		%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	6,79330	6,79330	63.929.774	61.611.078	3.312.765	3.815.867	4.342.941	4.185.425	225.045	259.223
77.683.400-9	SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACION Y ENERGIA CHILE S.A.	0,00133	0,00133	21.411.602	22.784.591	378.813	1.869.778	285	303	5	24
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	0,08364	0,08364	374.875.890	373.682.260	20.900.814	15.067.146	313.559	312.555	17.481	12.602
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	0,68666	0,80844	161.687.043	158.601.366	4.552.354	2.640.921	1.110.238	1.282.190	31.259	21.350
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	0,07509	0,07509	21.668.114	23.045.630	408.103	1.895.244	16.271	17.304	306	1.423
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	0,00001	0,00001	80.715.015	80.752.874	7.979.448	6.703.382	5	4	-	-
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	0,00290	0,00290	556.198.332	553.368.550	25.735.656	19.525.241	16.109	16.027	745	566
<b>Totales</b>								<b>5.799.408</b>	<b>5.813.808</b>	<b>274.841</b>	<b>295.188</b>

## 22. Ingresos

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

<b>Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Venta de Energía</b>	<b>296.918.715</b>	<b>345.178.112</b>
Ventas de energía	296.918.715	345.178.112
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>8.877.382</b>	<b>7.844.452</b>
Apoyos	1.189.265	1.106.292
Arriendo de medidores	1.368.670	1.274.914
Cortes y reposición	2.549.053	2.453.418
Pagos fuera de plazo	3.099.152	2.362.882
Otros	671.242	646.946
<b>Total Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>305.796.097</b>	<b>353.022.564</b>

<b>Otros Ingresos, por naturaleza</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
<b>Otros Ingresos</b>		
Construcción de obras y trabajos a terceros	15.704.805	12.550.281
Venta de materiales y equipos	6.602.242	5.762.738
Arrendamientos	2.594.669	2.162.282
Intereses créditos y préstamos	653.038	488.068
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	4.892.877	3.977.535
Otros Ingresos	3.048.288	2.225.658
<b>Total Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>33.495.919</b>	<b>27.166.562</b>

## 23. Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

<b>Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Compras de energía y peajes	182.891.106	228.456.778
Combustibles para generación y materiales	31.515.742	38.737.095
<b>Totales</b>	<b>214.406.848</b>	<b>267.193.873</b>

#### 24. Gastos de Personal

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

<b>Gastos de Personal</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Remuneraciones y bonos	19.224.027	16.588.682
Provisión costo de vacaciones	138.211	106.109
Otros costos de personal	2.262.623	1.915.341
Indemnización por años de servicios	1.240.228	1.794.326
Activación costo de personal	(2.337.275)	(1.913.421)
<b>Totales</b>	<b>20.527.814</b>	<b>18.491.037</b>

#### 25. Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

<b>Depreciación y Amortización</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Depreciaciones	16.140.853	15.268.354
Amortizaciones de Intangibles	1.038.733	1.076.614
Pérdidas por deterioro	333.862	-
<b>Totales</b>	<b>17.513.448</b>	<b>16.344.968</b>

#### 26. Otros Gastos por Naturaleza

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

<b>Otros Gastos por Naturaleza</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>31/12/2011</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Operación y mantención sistema eléctrico	11.287.012	12.319.927
Sistema generación	2.871.501	2.736.301
Mantención medidores, ciclo comercial	8.379.572	8.753.860
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.426.694	1.134.139
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	171.943	9.049
Provisiones y Castigos	1.651.410	2.435.932
Gastos de administración	8.333.361	6.540.991
Otros gastos por naturaleza	11.530.657	9.465.938
<b>Totales</b>	<b>45.652.150</b>	<b>43.396.137</b>

## 27. Resultados Financieros

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

Ingresos Financieros	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	927.524	821.311
Otros ingresos financieros	289.647	297.862
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>1.217.171</b>	<b>1.119.173</b>

Costos Financieros	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	(1.758.063)	(976.957)
Gastos por bonos	(14.269.461)	(12.460.668)
Gastos por leaseback	(69.149)	(77.016)
Otros gastos financieros	(1.436.685)	(2.188.915)
Activación gastos financieros	1.766.916	1.184.532
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(15.766.442)</b>	<b>(14.519.024)</b>

<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(7.820.720)</b>	<b>(12.336.622)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>612.986</b>	<b>(474.386)</b>
Positivas	820.372	653.426
Negativas	(207.386)	(1.127.812)
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(22.974.176)</b>	<b>(27.330.032)</b>

<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(21.757.005)</b>	<b>(26.210.859)</b>
-----------------------------------	---------------------	---------------------

## 28. 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 y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados, por lo que la Sociedad no presenta separación por segmentos.

El informe de gestión también incluye un detalle según empresa y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

De acuerdo con lo anterior, la información separada para la gestión de esta Sociedad implica, además de un informe consolidado, un informe por empresa según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA	
	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>														
Activos Corrientes en Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	62.671.072	16.032.480	338.911	373.712	241.478	510.578	1.237.519	1.054.135	1.790.439	6.208.760	-	-	66.279.419	24.179.665
Otros Activos Financieros, Corrientes	-	2.263.678	-	-	64.877	-	-	-	-	-	-	-	64.877	2.263.678
Otros Activos No Financieros, Corrientes	239.407	174.555	9.502	5.641	200.972	164.483	-	-	159.074	149.239	-	-	608.955	493.918
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	35.720.607	39.909.288	2.495.246	2.905.548	6.311.133	8.492.543	2.266.130	3.896.506	3.794.975	3.345.548	-	-	50.588.091	58.549.433
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	26.933.114	26.168.921	36.373	904	14.605	353.700	6.709.778	14.349.526	8.112.783	5.001.290	(40.927.907)	(45.262.220)	878.746	612.121
Inventarios, Corriente	5.238.442	5.431.343	186.436	154.713	682.333	1.707.265	-	-	1.348.369	1.304.641	-	-	7.455.580	8.597.962
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	1.826.355	3.118.720	71.694	161.540	2.935	66.120	91.647	-	515.966	1.503.115	-	-	2.508.597	4.849.495
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	132.628.997	93.098.985	3.138.162	3.602.058	7.518.333	11.294.689	10.305.074	19.300.167	15.721.606	17.512.593	(40.927.907)	(45.262.220)	128.384.265	99.546.272
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>132.628.997</b>	<b>93.098.985</b>	<b>3.138.162</b>	<b>3.602.058</b>	<b>7.518.333</b>	<b>11.294.689</b>	<b>10.305.074</b>	<b>19.300.167</b>	<b>15.721.606</b>	<b>17.512.593</b>	<b>(40.927.907)</b>	<b>(45.262.220)</b>	<b>128.384.265</b>	<b>99.546.272</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>														
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	-	-	7.704.170	7.757.630	-	-	-	-	-	-	7.704.170	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	507	507	-	-	59.430	59.430	63.942	69.169	1.059	1.059	-	-	124.938	130.165
Cuentas por Cobrar No Corrientes	11.730.444	7.793.025	159.378	74.363	153.088	247.333	-	-	151.232	207.815	-	-	12.194.142	8.322.536
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	161.770.666	164.291.121	-	-	-	-	-	-	-	-	(161.540.259)	(164.291.121)	230.407	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.850.241	5.465.321	25.290	25.724	19.164.136	19.164.788	-	-	35.244	35.678	-	-	24.082.911	24.691.511
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	134.981.434	129.980.097	15.575.575	14.058.958	109.136.336	94.950.531	-	-	57.093.397	52.659.749	-	-	316.786.742	291.649.335
Activos por Impuestos Diferidos	4.514.557	4.823.814	94.132	43.479	3.065.749	3.042.681	69.282	130.426	149.704	115.670	-	-	7.893.424	8.156.070
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>492.271.855</b>	<b>486.769.891</b>	<b>15.854.375</b>	<b>14.202.524</b>	<b>139.282.909</b>	<b>125.222.393</b>	<b>133.224</b>	<b>199.595</b>	<b>57.430.636</b>	<b>53.019.971</b>	<b>(161.540.259)</b>	<b>(164.291.121)</b>	<b>543.432.740</b>	<b>515.123.253</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>624.900.852</b>	<b>579.868.876</b>	<b>18.992.537</b>	<b>17.804.582</b>	<b>146.801.242</b>	<b>136.517.082</b>	<b>10.438.298</b>	<b>19.499.762</b>	<b>73.152.242</b>	<b>70.532.564</b>	<b>-202.468.166</b>	<b>-209.553.341</b>	<b>671.817.005</b>	<b>614.669.525</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>														
Pasivos Corrientes en Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	77.990.633	25.613.298	-	-	9.108.522	-	-	-	-	-	-	-	87.099.155	25.613.298
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	17.495.342	22.606.789	1.234.818	1.905.096	2.498.047	6.996.882	1.123.737	3.770.258	1.864.645	2.191.824	-	-	24.216.589	37.470.849
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	21.638.527	25.925.294	1.222.442	979.074	33.112.571	32.243.961	2.130.425	2.465.361	987.117	1.122.233	(40.927.907)	(37.935.303)	18.163.175	17.473.703
Otras provisiones a corto plazo	293.609	417.320	21.951	49.379	263.751	252.038	92.756	87.853	43.160	86.451	-	-	715.227	893.041
Pasivos por Impuestos corrientes, Corrientes	1.092.891	1.249.843	399.283	105.013	497.713	1.701.426	46	347.949	250.770	161.889	-	-	2.240.703	3.565.920
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	2.510.906	2.153.006	87.496	63.427	364.090	266.694	0	0	420.848	317.204	-	-	3.383.340	2.800.331
Otros pasivos no financieros corrientes	9.391.959	8.759.819	448.726	164.204	767.146	1.265.481	-	-	652.739	741.137	-	-	11.260.570	10.930.641
Total Pasivos Corrientes en Operación	130.413.867	86.725.169	3.414.716	3.266.193	46.611.840	42.726.482	3.346.964	6.671.421	4.219.279	4.620.738	(40.927.907)	(45.262.220)	147.078.759	98.747.783
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>130.413.867</b>	<b>86.725.169</b>	<b>3.414.716</b>	<b>3.266.193</b>	<b>46.611.840</b>	<b>42.726.482</b>	<b>3.346.964</b>	<b>6.671.421</b>	<b>4.219.279</b>	<b>4.620.738</b>	<b>(40.927.907)</b>	<b>(45.262.220)</b>	<b>147.078.759</b>	<b>98.747.783</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>														
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	116.812.093	116.408.801	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.812.093	116,408,801
Pasivo por Impuestos Diferidos	131.795	506.887	919.076	749.251	7,425,262	6,653,804	1,046	-	4,721,045	4,047,273	-	-	13,198,224	11,957,215
Otros pasivos no financieros no corrientes	13,287	12,581	364	233	11,726,324	6,113,057	-	-	21,210	20,334	-	-	11,761,185	6,146,205
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	2,653,920	2,533,178	48,834	38,183	322,801	270,865	-	-	260,934	233,141	-	-	3,286,489	3,075,367
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>119,611,095</b>	<b>119,461,447</b>	<b>968,274</b>	<b>787,667</b>	<b>19,474,387</b>	<b>13,037,726</b>	<b>1,046</b>	<b>0</b>	<b>5,003,189</b>	<b>4,300,748</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>145,057,991</b>	<b>137,587,588</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>374,875,890</b>	<b>373,682,260</b>	<b>14,609,547</b>	<b>13,750,722</b>	<b>80,715,015</b>	<b>80,752,874</b>	<b>7,090,288</b>	<b>12,628,341</b>	<b>63,929,774</b>	<b>61,611,078</b>	<b>-161,540,259</b>	<b>-164,291,121</b>	<b>379,680,255</b>	<b>378,334,154</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>624,900,852</b>	<b>579,868,876</b>	<b>18,992,537</b>	<b>17,804,582</b>	<b>146,801,242</b>	<b>136,517,082</b>	<b>10,438,298</b>	<b>19,499,762</b>	<b>73,152,242</b>	<b>70,532,564</b>	<b>-202,468,166</b>	<b>-209,553,341</b>	<b>671,817,005</b>	<b>614,669,525</b>

ACTIVOS	FRONTEL		SAGESA		ELIMINACIONES		EMPRESAS HOLDING		TOTALES	
	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$	31/12/12 M\$	31/12/11 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>										
<b>Activos Corrientes en Operación</b>										
Electivo y Equivalentes al Electivo	3.713.941	4.169.881	132.731	24.471	-	-	138.014	234.364	70.264.105	28.608.381
Otros Activos Financieros, Corrientes	-	1.131.839	105.656	115.353	-	-	-	-	170.533	3.510.870
Otros Activos no Financieros, Corrientes	151.955	109.622	311.524	420.739	-	-	-	-	1.072.434	1.024.279
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	22.047.214	22.308.425	1.040.389	804.700	-	-	-	-	73.675.694	81.662.558
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	6.558	130.714	2.290.617	2.379.221	(31.828.585)	(26.053.938)	28.949.121	23.054.287	296.457	122.405
Inventarios, Corriente	3.812.094	3.717.910	956.796	1.342.187	-	-	-	-	12.224.470	13.658.059
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	1.223.041	1.527.101	41.014	-	-	-	2.454.620	3.964.905	6.227.272	10.341.501
<b>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.</b>	<b>30.954.803</b>	<b>33.095.492</b>	<b>4.878.727</b>	<b>5.086.671</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>(26.053.938)</b>	<b>31.541.755</b>	<b>27.253.556</b>	<b>163.930.965</b>	<b>138.928.053</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>30.954.803</b>	<b>33.095.492</b>	<b>4.878.727</b>	<b>5.086.671</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>(26.053.938)</b>	<b>31.541.755</b>	<b>27.253.556</b>	<b>163.930.965</b>	<b>138.928.053</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>										
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	-	1.245.701	-	-	-	-	-	8.949.871	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	-	-	-	-	-	-	-	14.270	124.938	144.435
Cuentas por Cobrar No Corrientes	2.924.619	2.786.197	16.928	-	-	-	-	-	15.135.689	11.108.733
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	102.728	107.614	-	-	(1.134.845.938)	(1.130.320.483)	1.134.743.210	1.130.212.869	230.407	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	4.807.745	4.837.395	1	4	-	-	-	-	28.890.657	29.528.910
Plusvalía	57.029.460	57.029.460	-	-	-	-	-	-	231.445.466	231.445.466
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	133.064.409	124.526.773	27.846.344	28.481.730	-	-	-	-	477.697.495	444.657.838
Activos por Impuestos Diferidos	1.030.527	971.337	2.640.947	2.130.207	-	-	975	734.746	11.565.873	11.992.360
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>198.959.488</b>	<b>190.258.776</b>	<b>31.749.921</b>	<b>30.611.941</b>	<b>(1.134.845.938)</b>	<b>(1.130.320.483)</b>	<b>1.134.744.185</b>	<b>1.130.961.885</b>	<b>774.040.396</b>	<b>736.635.372</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>229.914.291</b>	<b>223.354.268</b>	<b>36.628.648</b>	<b>35.698.612</b>	<b>(1.166.674.523)</b>	<b>(1.156.374.421)</b>	<b>1.166.285.940</b>	<b>1.158.215.441</b>	<b>937.971.361</b>	<b>875.563.425</b>
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>										
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>										
<b>Pasivos Corrientes en Operación</b>										
Otros Pasivos Financieros, Corrientes	18.694.098	13.774.555	1.023.641	1.084.619	-	-	3.969.977	3.877.932	110.786.871	44.350.404
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	10.992.672	12.774.259	2.692.208	2.486.526	-	-	332.301	321.068	38.233.770	53.052.702
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	6.052.518	6.205.196	6.363.261	3.197.565	(31.828.585)	(26.053.938)	24.244.078	20.195.768	22.994.447	21.018.294
Otras provisiones a corto plazo	420.259	238.654	-	31.217	-	-	-	-	1.135.486	1.162.912
Pasivos por Impuestos corrientes, Corrientes	721.944	787.642	1.784	-	-	-	50.970	63.415	3.015.401	4.416.977
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.591.488	1.325.533	128.271	108.107	-	-	-	-	5.103.099	4.233.971
Otros pasivos no financieros corrientes	9.340.680	9.157.188	-	-	-	-	-	-	20.601.250	20.087.829
<b>Total Pasivos Corrientes en Operación</b>	<b>47.813.659</b>	<b>44.263.027</b>	<b>10.209.165</b>	<b>6.908.034</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>(26.053.938)</b>	<b>28.597.326</b>	<b>24.458.183</b>	<b>201.870.324</b>	<b>148.323.089</b>
<b>Pasivos Incluidos en Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>47.813.659</b>	<b>44.263.027</b>	<b>10.209.165</b>	<b>6.908.034</b>	<b>(31.828.585)</b>	<b>(26.053.938)</b>	<b>28.597.326</b>	<b>24.458.183</b>	<b>201.870.324</b>	<b>148.323.089</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>										
Otros Pasivos Financieros, no Corriente	16.314.821	17.198.252	1.566.616	2.798.536	-	-	176.192.023	171.559.828	310.885.553	307.965.417
Pasivo por Impuestos Diferidos	2.156.281	1.478.352	3.323.873	3.062.075	-	-	352.085	315.087	19.030.462	16.812.729
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.622	12.758	-	-	-	-	-	-	11.774.807	6.158.963
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.928.865	1.800.513	117.392	145.376	-	-	-	-	5.332.746	5.021.256
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>20.413.589</b>	<b>20.489.875</b>	<b>5.007.881</b>	<b>6.005.987</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>176.544.108</b>	<b>171.874.915</b>	<b>347.023.568</b>	<b>335.958.365</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO</b>	<b>161.687.043</b>	<b>158.601.366</b>	<b>21.411.602</b>	<b>22.784.591</b>	<b>(1.134.845.938)</b>	<b>(1.130.320.483)</b>	<b>961.144.506</b>	<b>961.882.343</b>	<b>389.077.469</b>	<b>391.281.971</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	<b>229.914.291</b>	<b>223.354.268</b>	<b>36.628.648</b>	<b>35.698.612</b>	<b>(1.166.674.523)</b>	<b>(1.156.374.421)</b>	<b>1.166.285.940</b>	<b>1.158.215.441</b>	<b>937.971.361</b>	<b>875.563.425</b>





		FRONTEL		SAGESA		ELIMINACION		EMPRESAS HOLDING		CONSOLIDADO	
Estado Resultados Integrales	NOTA	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011
Ganancia (Pérdida)		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias		84.973.637	88.808.910	17.386.680	31.175.178	(17.450.055)	(31.535.609)	-	-	305.796.097	353.022.564
Otros ingresos, por Naturaleza		8.556.182	5.475.278	2.219.930	3.299.022	-	(145.447)	-	-	33.495.919	27.166.562
Materias Primas y Consumibles Utilizados		(59.181.661)	(66.403.228)	(13.368.556)	(25.079.018)	17.450.055	31.276.973	-	-	(214.406.848)	(267.193.874)
Gastos por Beneficios a los Empleados		(8.466.620)	(7.349.228)	(538.074)	(557.460)	-	-	-	-	(20.527.814)	(18.491.037)
Gasto por Depreciación y Amortización		(4.577.661)	(4.316.105)	(1.240.670)	(915.270)	-	-	-	-	(17.513.448)	(16.344.968)
Otros Gastos por Naturaleza		(14.036.446)	(11.996.768)	(3.414.463)	(4.691.553)	-	404.083	(136.422)	(107.489)	(45.652.150)	(43.396.136)
Otras Ganancias (Pérdidas)		25.788	42.039	(4.404)	(232.689)	-	-	-	-	135.556	(8.792)
Ingresos Financieros		194.461	277.208	16.833	270.923	(996.600)	(988.794)	884.117	737.722	1.217.171	1.119.173
Costos Financieros		(1.338.295)	(821.631)	(664.039)	(1.318.830)	996.600	988.794	(9.095.080)	(8.766.984)	(15.766.442)	(14.519.024)
Participación en Ganancia (pérdidas) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		12.296	10.145	-	-	(25.735.437)	(19.526.651)	51.961.404	40.992.154	(20.037)	-
Diferencias de Cambio		(6.467)	(343)	(197.830)	636.456	-	-	-	327	612.986	(474.386)
Resultados por Unidades de Reajuste		(523.340)	(1.116.311)	(76.309)	84.114	-	-	(4.543.028)	(7.120.881)	(7.820.720)	(12.336.622)
<b>Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto</b>		<b>5.631.874</b>	<b>2.609.966</b>	<b>119.098</b>	<b>2.670.873</b>	<b>(25.735.437)</b>	<b>(19.526.651)</b>	<b>39.070.991</b>	<b>25.734.849</b>	<b>19.550.270</b>	<b>8.543.460</b>
Gasto por Impuestos a las Ganancias		(1.079.520)	30.955	259.715	(801.095)	-	-	1.238.404	1.328.837	(5.109.793)	(2.605.071)
<b>Ganancia (pérdida) de Operaciones Continuas</b>		<b>4.552.354</b>	<b>2.640.921</b>	<b>378.813</b>	<b>1.869.778</b>	<b>(25.735.437)</b>	<b>(19.526.651)</b>	<b>14.573.958</b>	<b>7.537.035</b>	<b>14.440.477</b>	<b>5.938.389</b>
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas											
<b>Ganancia (pérdida)</b>		<b>4.552.354</b>	<b>2.640.921</b>	<b>378.813</b>	<b>1.869.778</b>	<b>(25.735.437)</b>	<b>(19.526.651)</b>	<b>14.573.958</b>	<b>7.537.035</b>	<b>14.440.477</b>	<b>5.938.389</b>

## 29. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2013 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

## 30. Medio Ambiente

El detalle de los costos ambientales al 31 de diciembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2012 M\$	30/12/2011 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.027	1.066
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	561	627
Saesa	Gestión de residuos	Costo	497	360
Saesa	Reforestaciones	Inversión	45.330	31.162
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	550	320
Saesa	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	418
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	4.607	7.526
STS	Asesorías medioambientales	Costo	2.620	349
STS	Gestión de residuos	Costo	304	679
STS	Reforestaciones	Inversión	5.379	6.349
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	50	54
STS	Proyectos de inversión	Inversión	65.808	59.769
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	264	-
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	9.310	6.673
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	7.164
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	902	843
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	37.151	19.328
Frontel	Evaluación plan de manejo	Inversión	2.550	467
Frontel	Asesorías medioambientales	Costo	400	-
Frontel	Gestión de residuos	Costo	346	-
Frontel	Otros gastos medioambientales	Costo	913	222
Frontel	Proyectos de inversión	Inversión	93.144	53.660
Sagesa	Asesorías medioambientales	Costo	1.266	4.577
Sagesa	Gestión de residuos	Costo	17.438	19.126
Sagesa	Otros gastos medioambientales	Costo	200	362
Sagesa	Proyectos de inversión	Inversión	83.008	98.679
<b>Totales</b>			<b>374.625</b>	<b>319.778</b>

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad y sus filiales, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

## 31. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

### 31.1. Garantías comprometidas con terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2012 son las siguientes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Valor Garantía	Valor pendiente al							
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda		Total	Diciembre 2012	2013	2014	2015	2016	2018	2019
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	6.269.621	2.373.623	1.296.983	2.086.594	512.422	-	-	-	-
Gobierno Regional del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.029.579	2.837.672	463.442	1.728.465	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad, Región del Bio Bio	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	59.951	46.103	13.848	-	-	-	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	47.052	41.639	5.413	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	169.584	-	169.584	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Quilaco	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	53.339	53.339	-	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Valdivia	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	42.798	-	42.798	-	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	331.458	114.975	-	10.950	205.533	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.230.969	30.633	-	832.026	368.311	-	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.207.239	-	4.207.239	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Maullín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.500	3.500	-	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Nacimiento	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.466	2.466	-	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	48.400	18.821	17.016	12.562	-	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.713	1.713	-	-	-	-	-	-	-
Director Regional Vialidad R. de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.540	3.540	-	-	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	384	-	384	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.113.438	1.811.519	301.920	-	-	-	-	-	-
I. Municipalidad de San José de la Mariquina	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.652	3.652	-	-	-	-	-	-	-
Iustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	147.729	-	-	-	73.864	73.864	-	-	-
Safta Construcción S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	84.796	-	84.796	-	-	-	-	-	-
SERVU Chile	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.791	-	-	1.791	-	-	-	-	-
SERVU región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.851	-	2.281	570	-	-	-	-	-
SERVU Valdivia, Región de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.008	5.390	-	1.617	-	-	-	-	-
Sociedad Concesionaria de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	68.522	68.522	-	-	-	-	-	-	-
Chilquinta Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	3.959.670	-	-	791.934	-	-	1.420.682	1.747.054	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.953.437	1.953.437	-	-	-	-	-	-	-
Intendencia Regional de Los Lagos	Etelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	354.860	316.860	38.000	-	-	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	Etelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	23.983	-	23.983	-	-	-	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Etelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.704	13.704	-	-	-	-	-	-	-
SERVU XI Región	Etelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	91	-	91	-	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	151.035	-	-	-	151.035	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	6.395	3.198	3.198	-	-	-	-	-	-
Director de vialidad Región de los Lagos	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.512	2.512	-	-	-	-	-	-	-
Transelec	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	45.682	45.682	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>					<b>26.442.750</b>	<b>9.752.500</b>	<b>6.628.178</b>	<b>5.509.307</b>	<b>1.311.165</b>	<b>73.864</b>	<b>1.420.682</b>	<b>1.747.054</b>	

Según lo indicado en Nota N° 13 de Propiedades, Planta y Equipo, la filial Saesa hipotecó a favor de Banco Corpbanca el terreno donde se encuentra instalada una turbina obtenida bajo modalidad de arrendamiento financiero. Esta garantía tiene la misma duración que el contrato de leasing, es decir vence en el año 2015, y su valor contable al 31 de diciembre de 2012 es de M\$172.270 y M\$174.521 en diciembre 2011. El saldo por pagar del contrato de Leasing es de M\$ 2.590.257 en diciembre 2012 y M\$3.883.155 en diciembre 2011.

## 32. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$ 3.045.870.

### 33. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2012										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.518.333	139.282.909	46.611.840	19.474.387	16.087.999	7.979.448
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	15.721.606	57.430.636	4.219.279	5.003.189	16.235.586	3.312.765
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.138.162	15.854.375	3.414.716	968.274	10.954.837	1.360.058
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.305.074	133.224	3.346.964	1.046	26.275.142	2.929.442
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	4.878.727	31.749.921	10.209.165	5.007.881	17.386.680	378.813
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	128.384.265	543.432.740	147.078.759	145.057.991	220.885.835	21.173.615
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	30.954.803	198.959.488	47.813.659	20.413.589	84.973.637	4.552.354
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	16.102.653	147.137.763	43.502.383	18.003.681	33.474.679	8.352.510
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	171.955.540	774.040.396	213.510.419	170.479.461	323.246.152	26.010.278

31/12/2011										
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$
96.701.470-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	11.294.689	125.222.393	42.726.482	13.037.726	13.375.194	6.523.134
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.512.593	53.019.971	4.620.738	4.300.748	14.489.347	3.815.867
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	3.602.058	14.202.524	3.266.193	787.667	11.790.805	689.282
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	19.300.167	199.595	6.671.421	-	63.853.313	2.749.786
76.073.162-5	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. (EX LAGOS II S.A.)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	99.546.272	515.123.253	98.747.783	137.587.588	264.574.085	15.186.055
76.073.164-1	EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. (EX LAGOS III S.A.)	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	33.095.492	190.258.776	44.263.027	20.489.875	88.808.910	2.640.921
76.186.388-6	SAGESA S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	5.086.671	30.611.941	6.908.034	6.005.987	31.175.178	1.869.778
76.073.168-4	INVERSIONES LOS LAGOS IV LTDA.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	16.381.717	155.834.593	49.709.505	19.043.713	44.550.372	8.570.761
76.067.075-8	INVERSIONES LOS RIOS LTDA.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	143.126.154	735.886.615	155.737.220	164.083.450	384.558.173	19.821.839

### 34. 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 al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,10%	-	6.031.200	6.031.200	-	-	-	-
Chile	USD	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
Chile	PESOS	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
Chile	USD	0,96%	-	18.242.813	18.242.813	-	-	-	-
			Total	44.509.281	44.509.281	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			
			Vencimiento		Total Corriente a 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	USD	2,02%	-	37.156.237	37.156.237	-	-	-	-
			Total	37.156.237	37.156.237	-	-	-	-

#### Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce meses M\$		31/12/2012 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S. A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	12.161.875	12.161.875	-	-	-	-
77.683.400-4	Sistema de Transmisión del Sur S. A.	BANCO ESTADO	USD	0,85%	0,85%	-	9.145.533	9.145.533	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S. A.	BANCO BBVA	PESOS	6,10%	6,10%	-	6.031.200	6.031.200	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO CHILE	USD	0,94%	0,94%	-	5.979.655	5.979.655	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO SCOTIABANK	PESOS	6,50%	6,50%	-	5.110.080	5.110.080	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,96%	0,96%	-	6.080.938	6.080.938	-	-	-	-
						Total	44.509.281	44.509.281	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente			No corriente			Total no corriente
						Vencimiento		Total corriente	Vencimiento			
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce meses M\$		31/12/2011 M\$	Uno a tres años M\$	Tres a cinco años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S. A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	24.770.825	24.770.825	-	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	BANCO ESTADO	USD	2,02%	2,02%	-	12.385.412	12.385.412	-	-	-	-
						Total	37.156.237	37.156.237	-	-	-	-

#### b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	5,25%	79.677.398	0	79.677.398	0	0	0	0	
Chile	UF	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.606.299	7.184.215	-	18.790.514	
Chile	UF	3,00%	340.076	340.076	680.152	13.035.764	12.015.514	-	25.051.278	
Chile	UF	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970	
Chile	UF	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735	
Chile	UF	3,00%	914.932	905.225	1.820.157	5.227.288	3.290.500	10.968.014	19.485.832	
Chile	UF	5,00%	-	4.568.150	4.568.150	13.704.450	9.136.300	118.771.923	141.612.673	
Chile	UF	4,00%	-	3.654.520	3.654.520	10.963.560	7.309.040	135.217.240	153.489.840	
			Total	81.339.908	16.087.175	97.427.083	63.347.198	44.808.800	372.716.844	480.872.842

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				
			vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	UF	5,25%	-	2.773.088	2.773.088	17.149.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228	
Chile	UF	3,48%	-	567.829	567.829	7.768.355	10.680.401	-	18.448.756	
Chile	UF	3,00%	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540	
Chile	UF	3,60%	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512	
Chile	UF	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983	
Chile	UF	5,00%	-	4.458.806	4.458.806	13.376.418	38.102.504	91.202.893	142.681.815	
Chile	UF	4,00%	-	3.567.045	3.567.045	10.701.134	17.835.224	124.845.568	153.381.926	
			Total	1.641.688	12.998.981	14.640.669	65.855.092	119.709.112	286.657.556	472.221.760

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	31/12/2012							
								Corriente			No Corriente				
								Menos de 90 Dias	Mas de 90 Dias	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE F/N'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	79.677.398	-	79.677.398	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE G/N'400	Chile	UF	2,52%	3,48%	-	4.090.093	4.090.093	11.806.299	7.184.215	-	18.790.514	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE I/N'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	340.076	340.076	680.152	13.035.794	12.015.514	-	25.051.278	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	407.502	407.502	815.004	2.444.988	1.629.984	29.971.998	34.046.970	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE L/N'397	Chile	UF	3,98%	3,75%	-	2.121.609	2.121.609	6.364.849	4.243.217	77.787.669	88.395.735	
76.073.184-1	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	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE DN'535	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.568.150	4.568.150	13.704.450	9.136.300	118.771.923	141.612.573	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E/N'646	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.654.520	3.654.520	10.963.560	7.309.040	135.217.240	153.488.940	
Total								81.339.908	16.087.175	97.427.083	63.347.198	44.808.800	372.716.844	480.872.842	

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	31/12/2011						
								Corriente			No Corriente			
								Menos de 90 Dias	Mas de 90 Dias	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE F/N'398	Chile	UF	5,25%	5,25%	-	2.773.088	2.773.088	17.148.749	25.320.446	35.300.033	77.770.228
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE G/N'300	Chile	UF	2,52%	3,48%	-	567.829	567.829	7.788.355	10.680.401	-	18.448.756
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE I/N'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	331.936	331.936	663.872	9.257.016	15.858.524	-	25.115.540
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	397.748	397.748	795.496	2.386.464	3.977.456	27.663.592	34.027.512
76.073.184-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE AN'416	Chile	UF	3,00%	3,00%	912.004	902.529	1.814.533	5.215.956	7.934.557	7.645.470	20.795.983
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE DN'535	Chile	UF	5,57%	5,00%	-	4.458.806	4.458.806	13.378.418	28.102.504	91.232.893	142.681.815
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE E/N'646	Chile	UF	4,05%	4,00%	-	3.567.045	3.567.045	10.701.134	17.835.224	124.845.568	153.381.926
Total								1.641.688	12.998.981	14.640.669	65.855.092	119.709.112	286.657.556	472.221.760

### c) Leasing

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31/12/2012							
							Corriente			No Corriente				
							Menos de 90 Dias	Mas de 90 Dias	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,88%	-	-	1.064.054	1.064.054	1.596.081	-	-	1.596.081
Total								-	1.064.054	1.064.054	1.596.081	-	-	1.596.081

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés nominal	31/12/2011							
							Corriente			No Corriente				
							Menos de 90 Dias	Mas de 90 Dias	Total corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Banco Corpbanca	Chile	USD	1,88%	-	-	1.154.995	1.154.995	2.887.489	-	-	2.887.489
Total								-	1.154.995	1.154.995	2.887.489	-	-	2.887.489

### 35. Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	169	75.028
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	1.370.221	1.072.114
	Otros Activos no Financieros, Corrientes	Peso chileno	Dólar	311.524	420.739
	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	2.667.611	931.484
(*)	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	Peso chileno	Dólar	3.306.518	4.701.206
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corrientes	Peso chileno	Dólar	9.001.304	16.729.572
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	132.661	-
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>				<b>16.790.008</b>	<b>23.930.143</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>					
	Otros Activos Financieros, No Corriente	Peso chileno	Dólar	1.245.701	-
	Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	11.482.326	7.671.204
(*)	Cuentas por Cobrar No Corrientes	Peso chileno	Dólar	16.928	-
	Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	230.407	-
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	2.710.229	2.260.633
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				<b>15.685.591</b>	<b>9.931.837</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>				<b>32.475.599</b>	<b>33.861.980</b>
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>					
	Otros Pasivos Financieros, Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 16.2.7)	Dólar	Peso chileno	33.221.198	36.906.653
	Otros Pasivos Financieros, Corrientes	U.F.	Peso chileno	65.095.987	6.359.131
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	3.815.945	6.256.784
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	4.805.005	7.999.442
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	3.688.681	7.176.378
(*)	Otras Provisiones a Corto Plazo	Peso chileno	Dólar	92.756	119.070
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	1.830	347.949
	Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados			128.271	108.107
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>				<b>110.849.673</b>	<b>65.273.514</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>					
	Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	309.318.937	305.166.881
(*)	Pasivo por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	3.324.918	3.062.075
(*)	Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados			117.392	145.376
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>				<b>312.761.247</b>	<b>308.374.332</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>				<b>423.610.920</b>	<b>373.647.846</b>

(\*) Cuentas en pesos que corresponden a las filiales SGA y SAGESA, que tiene moneda funcional dólar.

(\*\*) Se incluye aquellas cuentas que se eliminan en consolidación en el grupo y que en las filiales SGA y SAGESA, con moneda funcional dólar, están en pesos.





**Análisis Razonado**  
**Estados Financieros Consolidados – Inversiones Eléctricas del Sur S.A.**  
**Al 31 de diciembre de 2012**

**I. Análisis del Estado de Situación Financiera**

	<b>Dic-12 MM\$</b>	<b>Dic-11 MM\$</b>	<b>Diferencia MM\$</b>	<b>Variación %</b>
Activos Corrientes	163.931	138.928	25.003	18%
Activos No Corrientes	774.040	736.635	37.405	5%
<b>Total Activos</b>	<b>937.971</b>	<b>875.563</b>	<b>62.408</b>	<b>7%</b>
Pasivos Corrientes	201.870	148.323	53.547	36%
Pasivos No Corrientes	347.024	335.958	11.066	3%
Patrimonio	389.077	391.282	(2.205)	(1%)
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>937.971</b>	<b>875.563</b>	<b>62.408</b>	<b>7%</b>

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 62.408 respecto de diciembre de 2011, explicado por un aumento de los Activos Corrientes (MM\$ 25.003) y en los Activos No Corrientes (MM\$ 37.405).

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

- a) Aumento de efectivo y efectivo equivalente (MM\$ 41.656) originado principalmente por colocación del bono Serie L en la filial Saesa, que será utilizado para el pago del bono Serie F, lo que se hará a principios del 2013.
- b) Disminución en el rubro Otros Activos Financieros (MM\$ 3.340), relacionado con resultado de valorización de derivado tomado por las filiales Saesa y Frontel para proteger la exposición de moneda de las deudas en dólares, lo que en 2012 se presenta en Otros Pasivos Financieros.
- c) Disminución de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$ 7.987), principalmente por caída del Precio Nudo Promedio (PNP) a contar de enero 2012, lo que redujo la tarifa final al cliente y cierre de proyecto de Alumbrado Público a municipalidades, que se cobrarán en el largo plazo.
- d) Disminución de Inventarios Corrientes (MM\$ 1.434), originado por traspaso de existencias al activo fijo para obras en construcción.



- e) Disminución de Activos por Impuestos (MM\$ 4.114), principalmente por devolución de impuesto renta, proveniente del año anterior.

La variación positiva de los Activos No Corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo, debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones (MM\$ 33.040), destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente por depreciación de activos en servicio.
- b) Aumento de Cuentas por Cobrar (MM\$ 4.027), principalmente por cierre de obras por Alumbrado Público a municipalidades, que se cobrarán en convenios de largo plazo.

## 2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 64.613 respecto de diciembre de 2011, explicado por un aumento en los Pasivos Corrientes de MM\$ 53.547 y en los Pasivos No Corrientes de MM\$ 11.066.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento de Otros Pasivos Financieros (MM\$ 66.436), principalmente por el traspaso de la totalidad del Bono Serie F desde Otros Pasivos No Corrientes en la filial Saesa, debido a que se cancelará en enero 2013 con los fondos obtenidos de la colocación del bono Serie L, realizada en diciembre 2012.
- b) Disminución en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras cuentas por Pagar (MM\$ 14.819), principalmente porque en diciembre 2011 quedaron registrados montos de proveedores fuera del ciclo de pago y por una disminución del precio nudo que incide en un menor pago a los proveedores que abastecen energía.
- c) Incremento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$ 1.976), principalmente por mayor provisión de dividendo mínimo (30%) por pagar a relacionadas.
- d) Disminución en Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$ 1.402), principalmente por cancelación de impuesto a la renta correspondiente al año 2011.
- e) Aumento de Provisiones Corrientes por Beneficio a los Empleados (MM\$ 869), producto de mayor provisión de bonos generales por obtención de resultados y un incremento en el número de personal, respecto del año anterior.



El aumento de los Pasivos No Corrientes, se explica por mayores saldos en los rubros:

- a) Otros Pasivos Financieros (MM\$ 2.920), originado principalmente por actualización de bonos y colocación de nueva Serie L, compensado parcialmente con el traspaso de la Serie F a Otros Pasivos Financieros Corriente en la filial Saesa.
- b) Pasivos por Impuestos Diferidos (MM\$ 2.218), producto de un incremento en la tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20%, según la Ley N°20.630 (“Reforma Tributaria”) aprobada el 27 de septiembre de 2012. Este cambio implicó un aumento del impuesto diferido por las diferencias de base financiera y tributaria del activo fijo.
- c) Otros Pasivos No Financieros (MM\$ 5.616). La Sociedad ha incluido en este rubro, el pago anticipado de peajes por contratos de largo plazo relacionados al uso de activos de subtransmisión, que construye la Sociedad. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo de subtransmisión, se da comienzo al reconocimiento en los resultados de la sociedad, en la proporción que corresponda, con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido en el mismo plazo de duración del contrato.

### 3) Patrimonio

Este rubro presenta una disminución de MM\$ 2.205 respecto de diciembre de 2011, explicado por el pago de dividendos de 2012 (MM\$ 13.557), el ajuste de conversión en las filiales SGA y SAGESA (moneda funcional dólar) de MM\$ 2.578, compensado parcialmente con el resultado del periodo (MM\$ 14.440).

### Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-12	Dic-11	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,8	0,9	(13,3%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,8	0,8	(11,0%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	1,4	1,2	14,0%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	3,7	3,5	5,8%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	36,8%	30,6%	20,1%
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	63,2%	69,4%	(8,9%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	52.469	43.970	19,3%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,1	3,4	20,0%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	90	108	(16,4%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	65,7	65,0	1,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (10)	%	3,70%	1,56%	136,8%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (11)	%	1,59%	0,70%	127,3%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (12)	%	8,93%	8,08%	10,6%
	Utilidad por acción (13)	\$	197,88	78,83	151,0%

#### Fórmulas:

**(1) Liquidez Corriente:**

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

**(2) Razón Ácida:**

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

**(3) Deuda / Patrimonio:**

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

**(4) Cobertura Gastos Financieros:**

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

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

**(5) Deuda CP / Deuda Total:**

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



(6) **Deuda LP / Deuda Total:**

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

(7) **Rotación de Inventarios:**

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

\*\*Considera inversiones propias e inversiones con subsidios. En el 2012 la Sociedad presenta MM\$ 199 en inversiones con subsidios, mientras que en el 2011 considera un total de MM\$ 425.

(8) **Permanencia de Inventarios:**

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

(9) **Rotación Cuentas por Cobrar:**

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

(10) **Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):**

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

(11) **Rendimiento del Activo (anualizado):**

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

(12) **Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):**

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(13) **Utilidad por acción:**

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

## II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-12 MM\$	Dic-11 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	339.292	380.189	(40.897)	(11%)
Materias primas y consumibles utilizados	(214.407)	(267.194)	52.787	(20%)
<b>Margen de contribución</b>	<b>124.885</b>	<b>112.995</b>	<b>11.890</b>	<b>11%</b>
Gasto por Beneficio a los Empleados	(20.528)	(18.491)	(2.037)	11%
Otros gastos por naturaleza	(45.652)	(43.396)	(2.256)	5%
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>58.705</b>	<b>51.108</b>	<b>7.597</b>	<b>15%</b>
Gasto por Depreciación y Amortización	(17.513)	(16.345)	(1.168)	7%
<b>Resultado de explotación</b>	<b>41.192</b>	<b>34.763</b>	<b>6.429</b>	<b>18%</b>
Resultado Financiero	(21.757)	(26.211)	4.454	(17%)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(20)	-	(20)	100%
Otras Ganancias (Pérdidas)	135	(9)	144	(1600%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	19.550	8.543	11.007	129%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(5.110)	(2.605)	(2.505)	96%
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>14.440</b>	<b>5.938</b>	<b>8.502</b>	<b>143%</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	14.165	5.643	8.522	151%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	275	295	(20)	(7%)

### 1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$ 6.429, lo que se explica por:

#### a) Mayor Margen de Contribución por MM\$ 11.890 debido a:

- Mayor margen de distribución por MM\$ 9.401 producto del crecimiento de venta de energía (7,9%) y una disminución en el precio de compra, que permite abaratar la compra de energía adicional que se produce por pérdida de energía en las redes.
- Mayores ingresos de Subtransmisión por MM\$ 2.717, principalmente por un aumento en el consumo de energía de clientes de distribución, lo que implica mayor uso de las líneas de subtransmisión (MM\$ 1.129) y por nuevos ingresos de peajes adicionales pagados por centrales de generación pequeñas (MM\$ 641).



- Menores ingresos netos de generación y comercialización de energía en Sagesa y SGA por MM\$ 4.544 debido a costos marginales (precios de venta) más bajos respecto al año anterior.
- b) Mayores Gastos del Personal por MM\$ 2.037 principalmente por reajuste de remuneraciones, mayor número de empleados respecto al 2011 y mayores bonos generales por obtención de resultados.
- c) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM\$ 2.256), a causa de mayores costos en Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico por fallas producidas por el temporal de mayo de 2012, un incremento que generó actividades de roce (poda de árboles) de distribución para mejorar la calidad de servicio y mayores costos en construcción de obras.

## 2) Resultado Financiero

El resultado financiero aumentó en MM\$ 4.454 con respecto del ejercicio anterior, principalmente por:

- a) Aumento de los Resultados (menor pérdida) por Unidades de Reajuste de MM\$ 4.516, originado por una disminución en la variación del valor de la UF de 2012 (2,5%), respecto de 2011 (3,9%).
- b) Mayor Costo Financiero (MM\$ 1.247) producto de una mayor deuda promedio anual.
- c) Mayor ingreso financiero (MM\$ 98) producto de mayor flujo de efectivo y efectivo equivalente promedio.
- d) Variación positiva por Diferencia de Cambio (MM\$ 1.087), debido principalmente a la corrección de las cuentas monetarias de la filia SGA, que tienen moneda funcional dólar.

## 3) Gasto por Impuestos a las Ganancias

Producto del aumento de la tasa de impuesto de primera categoría de 17% a 20%, según Reforma Tributaria aprobada en Septiembre 2012, la Sociedad reconoció un mayor cargo a resultados por impuesto a las ganancias de MM\$ 1.435.

## 4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$ 14.440, lo que implicó un aumento de MM\$ 8.502 respecto del ejercicio 2011.

### III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-12	Dic-11	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	65.456	63.112	2.344	4%
de la Inversión	(58.738)	(49.818)	(8.920)	18%
de Financiación	34.934	(3.938)	38.872	(987%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>41.652</b>	<b>9.356</b>	<b>32.296</b>	<b>345%</b>
Variación en la tasa de cambio	4	14	(10)	0%
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>41.656</b>	<b>9.370</b>	<b>32.286</b>	<b>345%</b>
Saldo Inicial	28.608	19.238	9.370	49%
<b>Saldo Final</b>	<b>70.264</b>	<b>28.608</b>	<b>41.656</b>	<b>146%</b>

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$ 70.264.

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

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo procedente de actividades de la operación, originado principalmente por reembolso de impuesto a la renta del año anterior,
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo en actividades de inversión, originado principalmente por el aumento de las compras de propiedades, planta y equipos; y el menor cobro de préstamos a entidades relacionadas.
- 3) Mayor flujo positivo de efectivo por actividades de financiación, producto de mayores préstamos otorgados por entidades bancarias (filiales Saesa, Frontel y STS) y colocación de bono Serie L en la filial Saesa, cuyos fondos se utilizarán para el pago de la Serie F (lo que se hará a principios del 2013), compensado parcialmente con un mayor pago de préstamos e intereses.





#### **IV. Mercados en que Participa**

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelayesen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

La filial Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diesel de 46,7 MW y grupos generadores diesel. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Las actividades desarrolladas en el negocio de transmisión, corresponden principalmente al transporte a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Esta actividad es desarrollada principalmente por la filial STS.

#### **V. Principales Riesgos**

##### **1) Riesgo de Negocio (Regulatorio)**

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

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



## 1.1) Riesgo Regulatorio

### a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

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

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

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



b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones impulsadas por las empresas distribuidoras de energía. No obstante lo anterior, es posible establecer una combinación de ambas formas de venta de su producción. Actualmente la filial SAGESA S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot. La energía que comercializa SGA por su parte viene principalmente de la filial SAGESA y otra parte de otros generadores del sistema.

Al entregar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato financiero con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, las filiales SGA y Sagesa S.A. venden toda de su energía a precios spot y establecen contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios indexados al precio spot principalmente.

c) Fijación de tarifas de distribución

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

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



fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Actualmente se encuentra en la Contraloría General de la República el Decreto de fórmulas de tarifas que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016 y se espera sea publicado dentro del primer trimestre de 2013. La Sociedad y sus filiales de distribución no esperan cambios que impliquen una disminución de sus tarifas.

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

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

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

d) 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. En enero de 2009 fueron publicadas las fórmulas tarifarias de subtransmisión que regirán desde enero de 2009 hasta noviembre de 2010.

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009, con la finalidad de que los nuevos precios estén determinados y entren a regir hacia fines del 2010. No obstante, este proceso se ha visto 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 que ha sufrido la elaboración del Informe Técnico definitivo de parte de la CNE (post Dictamen) hace suponer que durante el segundo semestre de 2013 se dé por concluido este proceso tarifario y con ello, se apliquen de manera retroactiva los recargos que finalmente sean fijados mediante Decreto Supremo.

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. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso se esperan efectos positivos en los ingresos consolidados de la compañía. Tal como se comentó en el párrafo anterior, en el primer período de la fijación (una vez publicado el decreto) habrá mayores ingresos por concepto de aplicación retroactiva de este decreto, esto es desde enero 2011.

e) Contratos de suministro

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

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

En virtud del complejo escenario financiero de la empresa Campanario S.A. y su eventual incumplimiento del contrato de suministro, que representa aproximadamente el 20% de los consumos de los clientes regulados de las empresas distribuidoras Saesa, Frontel y Luz Osorno, SEC emitió la Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, en la que se dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por Campanario, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia que confecciona la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme, a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos por Campanario.



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

Paralelamente, a fines del 2011 se inició el proceso de elaboración de unas nuevas bases de licitación para los montos comprometidos por Campanario y cuyo suministro se realiza mediante la aplicación de la RE2288. A fines de 2011 dichas bases fueron enviadas a la CNE para su respectiva revisión y aprobación, de manera previa a su ejecución. Durante el primer trimestre de 2012, las sociedades filiales Saesa, Frontel y Luz Osorno, llamaron a licitación pública para satisfacer los consumos de energía y potencia que abastecía la Generadora Campanario S.A., en quiebra. Las sociedades indicadas, adjudicaron a Endesa el bloque de suministro licitado, para el período mayo 2012 - diciembre 2014.

f) Abastecimiento de energía

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

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

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



En la actualidad hay proyectos en construcción por una capacidad aproximada de 1.900 MW, los que podrían entrar en funcionamiento en los próximos años (2013 – 2014).

## 2) Riesgo financiero

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, 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 de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

### 2.1) Riesgos Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, realizan 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.

También la Sociedad y sus filiales toman deudas en moneda distinta a su moneda funcional y para protegerse de esas variaciones realizan coberturas.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene las siguientes deudas en USD a tasa fija:

<b>Empresa</b>	<b>Fecha suscripción</b>	<b>Monto USD</b>	<b>MUSD</b>	<b>Monto CLP</b>	<b>M\$</b>
Saesa	29-10-2012		25.177	12.084.182	
STS	24-12-2012		18.975	9.107.016	
Frontel	29-10-2012		12.589	6.042.091	
Frontel	15-11-2012		12.394	5.948.688	

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, las sociedades contrataron Cross Currency Swap, de esta forma las sociedades protegen su exposición de moneda (USD a CLP).

Las filiales Sagesa y SGA tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados del Grupo son de un 7,5%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas Sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.



Al 31 de diciembre, las cuentas de balance de Sagesa presentan un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$102.279, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Así mismo, al 31 de diciembre, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$146.455, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

## 2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

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

El 89% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es 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 corriente y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el año 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\$ 1.612.973.

## 2.3) Riesgos Tasa de Interés

En la actualidad el 95% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija y/o protegida. Esta última corresponde a una tasa variable que cuenta con un derivado de cobertura a tasa fija.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB y Libo, suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB y Libo a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por





concepto de intereses de MM\$207 durante el año 2012. Para este análisis, no se consideró el crédito en CLP que tomó la filial Saesa, debido a que el riesgo de tasa de interés está cubierto con un instrumento de derivado. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31-12-2012	31-12-2011
Tasa Interés Variable	5%	7%
Tasa Interés Protegida	1%	9%
Tasa Interés Fija	93%	84%

#### 2.4) Riesgo 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.

El 90% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deuda anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

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

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000, 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.

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo,



principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

## 2.5) Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales tienen 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 y sus filiales están expuestas 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 por cobrar provenientes de la actividad operacional de la Sociedad y sus filiales, se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad 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 y sus filiales 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.



Para medir el riesgo de incobrabilidad 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	4%	33%
181 a 270	36%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

En algunos casos especiales (clientes importantes 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.