



Reporte Anual 2012

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	3
Mantra	5
Identificación de la Sociedad	6
Antecedentes Relevantes	7
Estructura de Propiedad	8
Propiedad y Control	8
Directorio	9
Administración	10
Estructura Organizativa	11
Marcha de la Empresa	12
Línea de Tiempo	13
Actividades de la Sociedad	17
Factores de Riesgo	18
Gestión Financiera	18
Información Financiera	23
Hechos Relevantes	24
Declaración de Responsabilidad	24
Estados Resumidos	24

Carta del Presidente del Directorio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El crecimiento sólido y consistente en el sector energía ha impulsado al Grupo Saesa a abrirse también a nuevos mercados y zonas geográficas del país. Es así como en el consorcio formado junto a Chilquinta logró la adjudicación de dos proyectos para la ampliación del Sistema Interconectado Central (SIC). Se trata de las nuevas líneas 2x 220 kV Cardones- Diego de Almagro, y de la 2x 220 kV Ciruelos- Pichirropulli. La inversión estimada para materializar ambos proyectos es de aproximadamente US\$150 millones, y el plazo de construcción es de 5 años.

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

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

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

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

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

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

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

Jorge Lesser García Huidobro
Presidente del Directorio

Mantra

Somos la Luz del Sur

Visión

Ser la mejor empresa del Sur de Chile, comprometida con nuestros clientes, orgullo para nuestros trabajadores y protagonista del desarrollo regional.

Misión

Entregar la energía vital para el bienestar de nuestros clientes y para el desarrollo del Sur de Chile.

Realizar nuestro trabajo comprometidos con los clientes y la comunidad, cuidando el medioambiente y promoviendo el desarrollo y la seguridad de nuestros trabajadores.

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: Parte de nuestro ADN

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.

Innovamos y damos valor a la experiencia de los clientes con nuestro servicio.

Seguridad: Intransable

Cuidamos de nosotros y de los demás.

Trabajamos con altos estándares de seguridad.

Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: Clave en nuestro quehacer

Trabajamos en equipo y nos coordinamos para maximizar el buen uso de los recursos.

Controlamos nuestros costos sin arriesgar jamás la seguridad y la calidad de servicio

Integridad: Hacemos lo correcto

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.

Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Nombre de Fantasía	STS
Rol Único Tributario	96.701.470-2
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 4147500
Fax	(2) 4147009
Correo Electrónico	info@saesa.cl
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades	En trámite
Informantes	
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2001, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 30.453 N° 24.798 del Registro de Comercio de Santiago de 2001, y publicado en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2001.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros

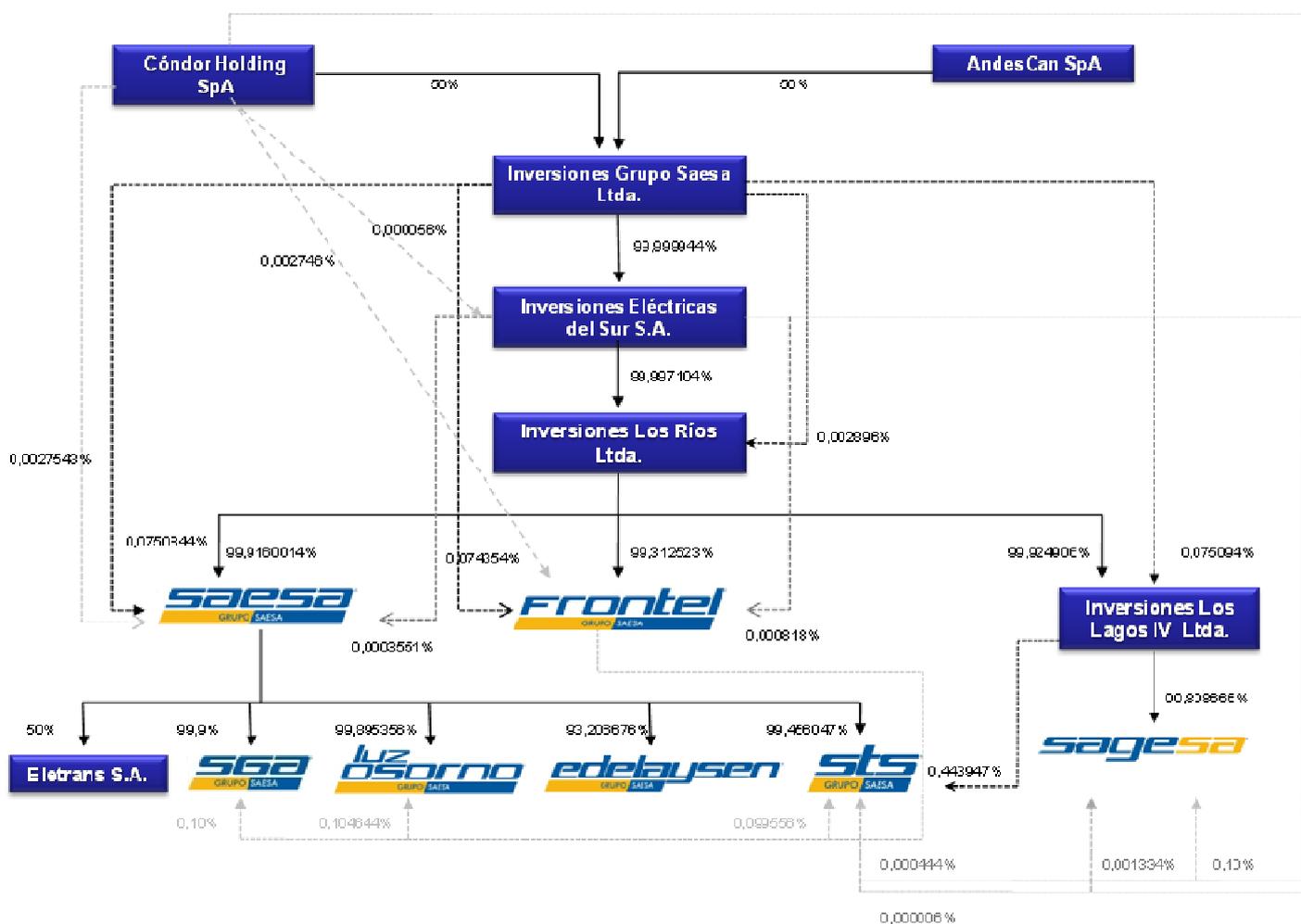
	MM\$	MM\$
	2012	2011
Ingresos	17.472	14.568
Margen Bruto	17.239	14.523
Ganancia	7.979	6.703
Activos	146.801	136.517
Pasivos	66.086	55.764
Patrimonio	80.715	80.753
Inversiones	16.750	17.122
EBITDA	13.648	10.833

Antecedentes Operacionales

	2012	2011
Trabajadores	66	65
Instalaciones propias		
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
Instalaciones de Terceros operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)	251	222
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	301,5	221

Estructura de Propiedad

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



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 99,456047% de STS, en forma directa.

Propiedad y Control

Los accionistas de STS son:

	Acciones		Total Acciones	% del Total
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Lagos IV Limitada	3.202	1.078.884.036	1.078.887.238	0,443947%
Cóndor Holding SpA	14.402		14.402	0,000006%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	36	1.079.964	1.080.000	0,000444%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.		241.941.817	241.941.817	0,099556%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	18.360	241.699.875.536	241.699.893.896	99,456047%
	36.000	243.021.781.353	243.021.817.353	100%

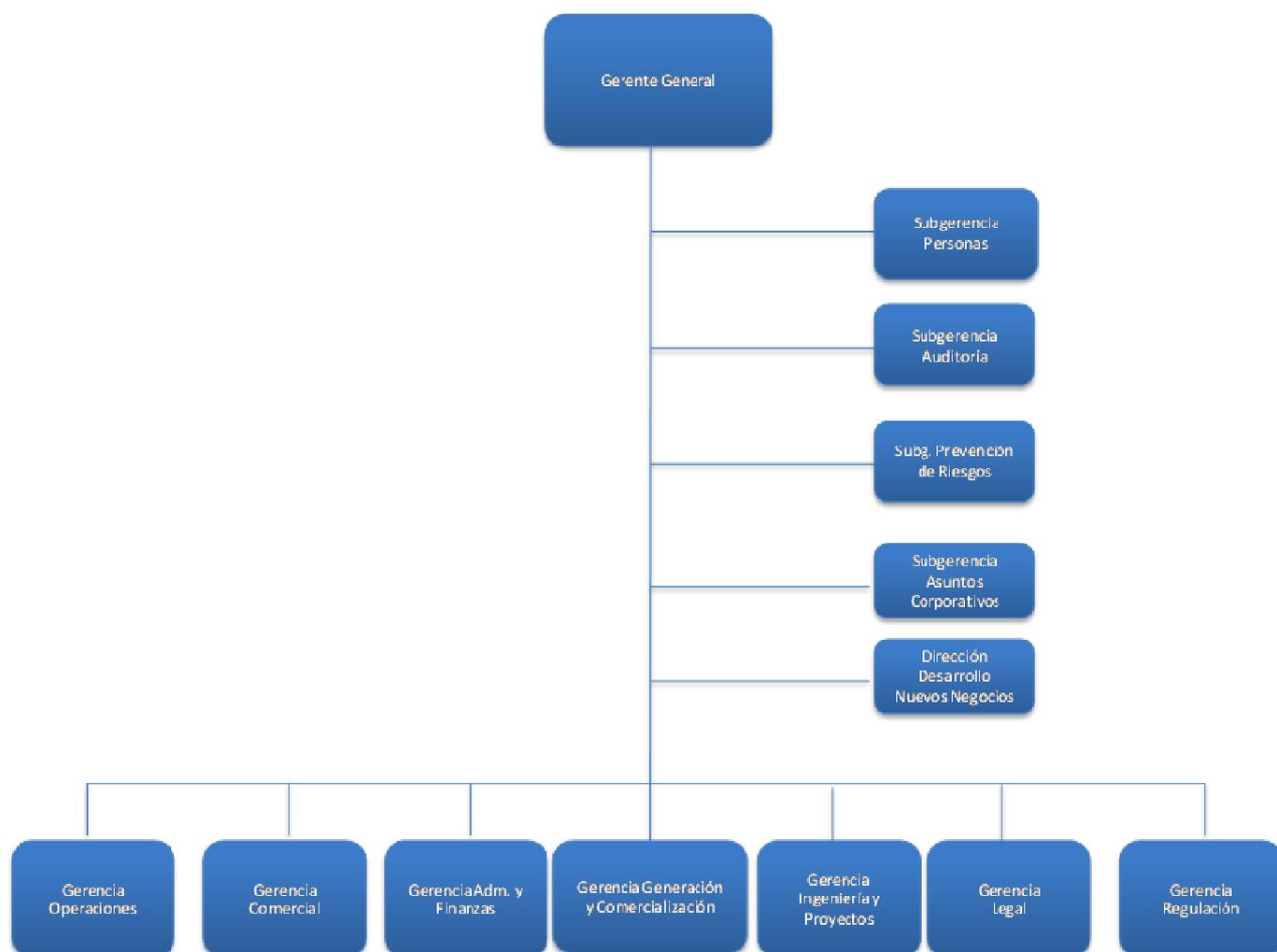
Directorio

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juzar Pirbhai/ Bachiller en Letras con mención en Economía/ Extranjero
	Olivia Steedman / Ingeniero Bachiller en Ciencias/ Extranjero
	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil de Industrias/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K
	Kevin Roseke / Licenciatura en Comercio / Extranjero
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas/ Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 7.741.108-9
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico/ RUT 7.810.810-K
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4
Subg. de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Subg. Prevención de Riesgos y Capacitación	Vacante
Subgerente 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
Audidores Externos	Deloitte

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

SEGURIDAD, NUESTRO VALOR CORPORATIVO INTRANSABLE

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

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

En el aspecto técnico se desarrollaron, al igual que en años anteriores, actividades especialmente diseñadas tanto para linieros de los diferentes procesos como para supervisores y jefes de faenas. Estas tareas se desarrollaron en el ámbito eléctrico y forestal, donde participaron 1 brigadas de Obras y Mantenimiento, de Operaciones, Roce, Líneas Vivas, Generación y brigadas comerciales para el “Plan de Emergencias Climáticas”, contabilizando más de 22.600 horas de capacitación técnica.

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

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

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

GRANDES PROYECTOS EN DESARROLLO

Puesta en marcha del Proyecto Puyehue Rupanco

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

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

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

MEDIO AMBIENTE

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

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

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

NUESTRAS PERSONAS

	STS
Gerentes y ejecutivos principales	-
Profesionales y técnicos	58
Administrativos y electricistas	8
Total	66

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.

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

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

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

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

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

Línea de Tiempo

- 1994:** Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, nace como empresa de transmisión eléctrica de propiedad de Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, y de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., Transelec, con un 60% y 40% respectivamente. STS inicia sus operaciones con la adquisición a la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, de las instalaciones de transmisión secundaria existentes entre Valdivia y Puerto Montt, en la X Región.
- 1996:** Saesa y su filial Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel, compran a Transelec el 39,9% y el 0,1% de la participación en STS, respectivamente. De esta forma quedan como únicos accionistas, con 99,9% y 0,1% de participación, respectivamente.
- 1999** STS adquiere instalaciones de transmisión a Saesa y Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de \$3.647 millones, aumentando significativamente su presencia en la X Región hacia Chiloé y en la provincia de Osorno.
- 2000:** STS adecua las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV.
- 2001:** STS con su posición de liderazgo en la transmisión de electricidad en el sur de Chile consolidada, desarrolla adicionalmente y en forma exitosa su giro de comercialización de energía eléctrica.
- 2002:** STS incrementa en forma significativa el nivel de comercialización de energía eléctrica.
- 2003:** A partir de la división de STS, con fecha 25 de junio se creó la Sociedad Generadora Austral S.A., SGA, destinada a desarrollar el negocio de comercialización de energía eléctrica, que hasta la fecha realizaba STS.
- 2004:** En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.

Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes.

Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.

Por otro lado, STS fue inscrita en la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 21 de diciembre, bajo el número 862.

2005: A principios de marzo y de acuerdo con la implementación del Plan Rumbo al Sur, se reestructuró internamente el organigrama de la empresa, creándose nuevas gerencias, lo que permitió abordar con éxito los desafíos del año 2005.

En octubre, STS y sus relacionadas, Saesa, STS y Luz Osorno anunciaron una inversión de 24 millones de dólares para los años 2005 y 2006, destinados a mejorar la capacidad y ampliar las redes, mejoramiento de infraestructura, redes de abastecimiento y tecnología, todo en beneficio del nivel de servicio a los clientes.

2006: STS apoya a Saesa y sus filiales en el cumplimiento de su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio, alcanzando las empresas distribuidoras los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.

2007: En agosto Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General.

STS continúa apoyando a Saesa y filiales en el cumplimiento de los objetivos fijados para la calidad de servicio por el organismo regulador.

2008: El 24 de julio el consorcio integrado en partes iguales por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

2009: Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$13.244 millones.

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

Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

2011: La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

2012: En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Alliende Arriagada.

Actividades de la Sociedad

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.

Factores de Riesgo

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

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

Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

Actualmente, 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 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 (fijación de tarifas de distribución). 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 primer semestre del 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 del negocio de Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada por una empresa modelo eficiente, además de los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso se esperan efectos positivos para la compañía, que podrían implicar un alza en torno al 9% de sus ingresos. 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.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

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

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2012 asciende a M\$7.949.449.

Dividendos

Los dividendos pagados por la Sociedad entre el 2004 y 2011 son los siguientes:

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°15	27/05/05	181,00	2004
Final N°16	26/05/06	474,00	2005
Final N°17	25/05/07	506,69	2006
Final N°18	23/05/08	852,79	2007
Final N°19	23/05/08	605,48	2003
Final N° 20	25/05/09	350,669	2008
Final N° 21	23/06/10	213,00	2009
Final N° 22	30/05/11	274,3	2010
Final N° 23	26/06/12	667,4	2011
Adicional N° 24	26/06/12	92,6	2010

Distribución de Utilidades

El Directorio propone no distribuir utilidades para este periodo. Para los próximos años se espera repartir dividendos equivalentes al 30% de la utilidad.

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2012 ascendía a M\$13.694.783 distribuido en 243.021.817.353 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la propuesta de no distribuir utilidades, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2012 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	13.694.783
Ganancias (pérdidas) acumuladas	64.351.395
Otras reservas	275.000
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	78.321.178

Directorio

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

En sesión de Directorio celebrada con fecha 4 de enero, se tomó conocimiento de la renuncia de la señora Stacey Purcell, en su reemplazo se designó al señor Juzar Pirbhai hasta la Junta Ordinaria de Accionistas, en la que se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores a los señores Jorge Lesser García - Huidobro, Iván Díaz - Molina, Robert Mah, Juan Ignacio Parot Becker, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juzar Pirbhai y Olivia Penelope Steedman.

En sesión de Directorio de fecha 12 de septiembre renunció a su cargo el director de la Sociedad señor Robert Mah. En la misma sesión, se designó como director reemplazante al señor Waldo Fortín.

Remuneración del Directorio y Gerentes

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

	Año 2012	Año 2011
Jorge Lesser G.	1.356	1.310
Iván Díaz M.	1.467	1.199
Total	2.823	2.509

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.

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

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

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

La Sociedad continuará su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participa actualmente, consolidando su posición de subtransmisora entre las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de Sistemas.

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

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

Política de Dividendos

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

Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, STS posee para sus instalaciones, pólizas de seguro de acuerdo con las prácticas habituales de la industria.

Hechos Relevantes

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

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

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

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 31 de mayo, se acordó la fusión por incorporación de la Sociedad en Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A..

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

Declaración de Responsabilidad



Jorge Lesser
Presidente



Iván Díaz-Molina
Vicepresidente



Juzar Pirbhai
Director



Waldo Fortín
Director



Juan Ignacio Parot
Director



Ben Hawkins
Director



Olivia Steedman
Director



Kevin Roseke
Director



Francisco Alliende
Gerente General

Estados Resumidos

Sistema de Transmisión del Sur S.A. - STS

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

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	7.518.333	11.294.689
Activos No Corrientes	139.282.909	125.222.393
Total Activos	146.801.242	136.517.082

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	46.611.840	42.726.482
Pasivos No Corrientes	19.474.389	13.037.726
Total Pasivos	66.086.229	55.764.208
Total Patrimonio Neto	80.715.013	80.752.874
Total Patrimonio Neto y Pasivos	146.801.242	136.517.082

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

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Margen Bruto	17.239.120	14.523.027
Ganancia Antes de Impuesto	10.309.992	8.194.871
Impuesto a las Ganancias	(2.330.543)	(1.491.489)
Ganancia	7.979.449	6.703.382

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

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	19.394.475	13.664.312
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(19.284.016)	(18.882.894)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(382.713)	5.126.513
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3.154	(8.082)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(269.100)	(100.151)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	510.578	610.729
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	241.478	510.578

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

	31/Dic/2012	31/Dic/2011
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	80.752.874	77.125.586
Cambios en Patrimonio	(37.861)	3.627.288
Saldo Final Periodo Actual	80.715.013	80.752.874

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Sistema de Transmisión del Sur S.A.

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

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

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

Opinión

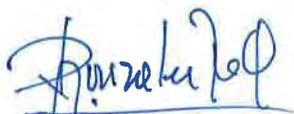
En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Sistema de Transmisión del Sur S.A. al 31 de diciembre de 2012 y 2011 (proforma) y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos

Como se explica más ampliamente en Nota 1 y de acuerdo con los planes de reorganización societaria del Grupo Saesa, la Sociedad fue fusionada con Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. con fecha 31 de mayo de 2012.

Deloitte.

Marzo 27, 2013
Santiago, Chile



René González L.
Rut.: 12.380.681-6

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Situación Financiera Individual
 Al 31 de diciembre 2012 y 2011 (proforma)
 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2012	31/12/2011
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	241.478	510.578
Otros Activos Financieros, Corriente	5	64.877	-
Otros Activos no Financieros, Corrientes		200.972	164.483
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	6	6.311.133	8.492.543
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	7	14.605	353.700
Inventarios corrientes	8	682.333	1.707.265
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	2.935	66.120
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		7.518.333	11.294.689
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	10	7.704.170	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente		59.430	59.430
Cuentas por Cobrar, No Corrientes	6	153.088	247.333
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	11	19.164.136	19.164.788
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12	109.136.336	94.950.531
Activos por Impuestos Diferidos	13	3.065.749	3.042.681
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		139.282.909	125.222.393
TOTAL ACTIVOS		146.801.242	136.517.082

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Situación Financiera Individual
 Al 31 de diciembre 2012 y 2011 (proforma)
 (En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	14	9.108.522	-
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	16	2.498.047	6.996.882
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	7	33.112.571	32.243.961
Otras Provisiones a Corto Plazo	17	263.751	252.038
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	9	497.713	1.701.426
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	17	364.090	266.694
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	18	767.146	1.265.481
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		46.611.840	42.726.482
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		46.611.840	42.726.482
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	13	7.425.262	6.653.804
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	19	11.726.324	6.113.057
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	17	322.803	270.865
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		19.474.389	13.037.726
PATRIMONIO			
Capital Emitido	20	13.694.783	13.694.783
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	20	66.745.230	66.757.218
Otras Reservas	20	275.000	300.873
TOTAL PATRIMONIO		80.715.013	80.752.874
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		146.801.242	136.517.082

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.

Estados de Resultados Integrales

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

(En miles de pesos)

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	Nota	01/01/2012 al 31/12/2012 M\$	01/01/2011 al 31/12/2011 M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	21	16.087.999	13.375.194
Otros ingresos, por Naturaleza	21	1.384.499	1.192.799
Materias Primas y Consumibles Utilizados	22	(233.378)	(44.966)
Gastos por Beneficios a los Empleados	23	(1.166.753)	(918.596)
Gasto por Depreciación y Amortización	24	(2.571.901)	(2.308.165)
Otros Gastos por Naturaleza	25	(2.424.462)	(2.771.766)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(18.189)	168.270
Ingresos Financieros	26	295.237	25.345
Costos Financieros	26	(1.191.963)	(660.649)
Diferencias de Cambio	26	3.153	(12.507)
Resultados por Unidades de Reajuste	26	145.749	149.912
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto		10.309.992	8.194.871
Gasto por Impuestos a las Ganancias	13	(2.330.543)	(1.491.489)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		7.979.449	6.703.382
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas			
Ganancia (pérdida)		7.979.449	6.703.382

(*) Para el año 2011(proforma) se ha considerado que el número de acciones es idéntico al del año 2012.



SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados 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\$
Ganancia (Pérdida)		7.979.449	6.703.382
Componentes de otro resultado integral, antes de impuestos			
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(32.341)	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(32.341)	
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(32.341)	
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral		6.468	-
		6.468	-
Suma de impuestos a las ganancias relacionados con componentes de otro resultado integral		(25.873)	-
Otro Resultado Integral			
		7.953.576	6.703.382
Resultado Integral Total			
		7.953.576	6.703.382
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		7.953.576	6.703.382
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		7.953.576	6.703.382



SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 (proforma)
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
Saldo Inicial al 01/01/2012	13.694.783				(13.337)				314.210	300.873	66.757.218	80.752.874		80.752.874
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	13.694.783				(13.337)				314.210	300.873	66.757.218	80.752.874		80.752.874
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											7.979.449	7.979.449		7.979.449
Otro resultado integral						(25.873)			(25.873)			(25.873)		(25.873)
Resultado integral												7.953.576		7.953.576
Dividendos											(7.991.437)	(7.991.437)		(7.991.437)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios														
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto														
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	0	(25.873)	-	-	(25.873)	(11.988)		(37.861)	-	(37.861)
Saldo Final al 31/12/2012	13.694.783				(13.337)	(25.873)			314.210	275.000	66.745.230	80.715.013		80.715.013

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Cambio en otras reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total	
				Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas					
Saldo Inicial al 01/01/2011	13.301.733								313.142	313.142	63.510.711	77.125.586		77.125.586
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	13.301.733								313.142	313.142	63.510.711	77.125.586		77.125.586
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											6.703.382	6.703.382		6.703.382
Otro resultado integral														
Resultado integral												6.703.382		6.703.382
Dividendos											(3.426.094)	(3.426.094)		(3.426.094)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios														
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	393.050				(13.337)				1.068	(12.269)	(30.781)	350.000		350.000
Total de cambios en patrimonio	393.050	-	-	-	(13.337)	-	-	-	1.068	(12.269)	3.246.507	3.627.288	-	3.627.288
Saldo Final al 31/12/2011	13.694.783				(13.337)				314.210	300.873	66.757.218	80.752.874		80.752.874

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.

Estados de Flujos de Efectivo Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011 (proforma)

(En miles de pesos)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2012 al 31/12/2012	01/01/2011 al 31/12/2011
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		30.860.866	25.779.328
Otros cobros por actividades de operación		376	2.713
Clases de pagos		(9.991.986)	(10.755.987)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(7.972.552)	(9.150.127)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(1.447.986)	(1.580.760)
Otros pagos por actividades de operación		(571.448)	(25.100)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(1.474.781)	(1.361.742)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		19.394.475	13.664.312
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo		(19.310.637)	(18.908.239)
Intereses recibidos		26.621	25.345
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(19.284.016)	(18.882.894)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		18.000.000	-
Total importes procedentes de préstamos		18.000.000	-
Préstamos de entidades relacionadas		13.378.500	10.776.000
Pagos de préstamos		(9.000.000)	-
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(13.230.500)	(2.026.000)
Dividendos pagados		(7.600.000)	(2.743.000)
Intereses pagados		(1.930.713)	(880.487)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(382.713)	5.126.513
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio			
		(272.254)	(92.069)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		3.154	(8.082)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(269.100)	(100.151)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		510.578	610.729
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	241.478	510.578



SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.

Notas a los Estados financieros

Al 31 de Diciembre de 2012

(En miles de pesos)

1. Información General y Descripción del Negocio

Sistema de Transmisión del Sur S.A., en adelante la “Sociedad”, fue constituida por escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2001 con el nombre de PSEG Generación y Energía Chile Ltda., con el objeto de generar, transmitir y vender energía eléctrica. Con fecha 17 de diciembre de 2008 la Sociedad cambio de nombre, adoptando como nueva razón social “Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.”.

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 dentro de un proceso de reorganización empresarial, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, esta última mantuvo el giro de la generación de energía eléctrica.

Esta división, se realizó de acuerdo a lo previsto en los artículos N° 94 y N°95 de Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, con efectos financieros y contables a contar del 31 de diciembre de 2011, en donde la Sociedad disminuyó su capital y distribuyó su patrimonio en la nueva sociedad, radicándose en esta última mayoritariamente todos los activos y pasivos operacionales.

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 la nueva sociedad. 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 Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “**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.

La fusión mencionada ha sido tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en 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.

En relación a lo indicado a los párrafos 4 y 6 anteriores, los presentes estados financieros corresponden a los de STS para los períodos diciembre 2012 y 2011 (proforma). Es decir se ha preparado la siguiente información comparativa con sus respectivas notas proforma:

- Estado de Situación financiera al 31 de diciembre de 2011 de antigua STS más Estado de Situación Financiera proforma para igual período de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. antes de fusión.
- Estados de Situación Financiera individual para el período terminados al 31 de diciembre de 2011 de antigua STS más Estados de Situación Financiera individual proforma para igual período de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. antes de fusión.



- Estado de resultados integrales para el período terminado al 31 de diciembre de 2011 de antigua STS más Estado de resultados integrales proforma para igual período de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. antes de fusión.
- Estado de cambios en el patrimonio para el período terminado al 31 de diciembre de 2011 de antigua STS más Estado de cambios en el patrimonio proforma para igual período de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. antes de fusión.
- Estados de flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2011 de antigua STS más Estado de flujos proforma para a igual período de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. antes de fusión.

En términos de Estados de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2011, quedo entonces la siguiente composición:

ACTIVOS	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011
	Antigua STS	Sociedad de Generación y Energía Chile S.A.	Proforma STS
	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	505.578	5.000	510.578
Otros Activos no Financieros, Corrientes	164.483	-	164.483
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	8.492.543	-	8.492.543
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	353.700	-	353.700
Inventarios corrientes	1.707.265	-	1.707.265
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	-	66.120	66.120
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	11.223.569	71.120	11.294.689
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	-	7.757.630	7.757.630
Otros Activos No Financieros, No Corriente	59.430	-	59.430
Cuentas por Cobrar, No Corrientes	247.333	-	247.333
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía, Neto	19.164.788	-	19.164.788
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	94.740.899	209.632	94.950.531
Activos por Impuestos Diferidos	1.174.417	1.868.264	3.042.681
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	115.386.867	9.835.526	125.222.393
TOTAL ACTIVOS	126.610.436	9.906.646	136.517.082
PATRIMONIO Y PASIVOS			
	31/12/2011	31/12/2011	31/12/2011
	Antiguo STS	Sociedad de Generación y Energía Chile S.A.	Proforma STS
	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	6.996.882	-	6.996.882
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	22.731.067	9.512.894	32.243.961
Otras Provisiones a Corto Plazo	252.038	-	252.038
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	1.699.600	1.826	1.701.426
Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	266.694	-	266.694
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	1.265.481	-	1.265.481
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	33.211.762	9.514.720	42.726.482
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	33.211.762	9.514.720	42.726.482
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	6.611.878	41.926	6.653.804
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	6.113.057	-	6.113.057
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	270.865	-	270.865
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	12.995.800	41.926	13.037.726
PATRIMONIO			
Capital Emitido	13.301.733	393.050	13.694.783
Ganancias (pérdidas) Acumuladas	66.787.999	(30.781)	66.757.218
Otras Reservas	313.142	(12.269)	300.873
TOTAL PATRIMONIO	80.402.874	350.000	80.752.874
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	126.610.436	9.906.646	136.517.082

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros



Las actividades principales desarrolladas por la Sociedad son el 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, la 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.

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados financieros de la Sociedad, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), y aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 27 de marzo 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.

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

Enmiendas a NIIFs o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 1, Presentación de Estados Financieros – Presentación de Componentes de Otros Resultados Integrales	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de Julio de 2012
NIC 19, Beneficios a los empleados (2011)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIIF 7, Instrumentos Financieros: Revelaciones – Modificaciones a revelaciones acerca de neteo de activos y pasivos financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12 – Estados Financieros Consolidados, Acuerdos Conjuntos y Revelaciones de Participaciones en Otras entidades – Guías para transición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013
<i>Entidades de Inversión</i> – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
CINIIF 20, Costos de desbroce en la fase de producción de una Mina de Superficie.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013

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

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad de la Administración de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se ha dado cumplimiento a las NIIF.

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

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

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

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

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

2.4 Período cubierto

- Estados de Situación Financiera Clasificados anuales de STS al 31 de diciembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, respectivamente.
- Estados de Cambios en el Patrimonio anuales terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de Flujos de Efectivo por los periodos anuales terminados al 31 de diciembre de 2012 y 2011.
- Estados de resultados integrales por los periodos anuales terminados al 31 de diciembre 2012 y 2011.

2.5 Bases de preparación

Los presentes estados financieros han sido preparados de acuerdo con la Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF (IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

2.6 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.7 Bases de conversión

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

Asimismo, al cierre de cada período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de 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 o valores vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, según el siguiente detalle:

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

2.8 Compensación de saldos y transacciones

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

2.9 Propiedades, planta y equipo

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

Adicionalmente al costo de adquisición o construcción de cada elemento, se 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 transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo. El monto activado por este concepto ascendió a M\$1.202.498, por el período terminado al 31 de diciembre de 2012, y a M\$725.689, por el período terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$653.530 por el período terminado al 31 de diciembre de 2012 y a M\$370.215 por el período terminado al 31 de diciembre de 2011.
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad 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, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponde a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

La depreciación será determinada, aplicando el método lineal, sobre el costo de los activos menos su valor residual, entendiéndose que los terrenos sobre los que se encuentran construidos los



edificios y otras construcciones tienen una vida útil indefinida y que, por tanto, no son objeto de depreciación.

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y Equipos:	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	16-21
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas:	10

2.10 Activos intangibles

2.10.1 Servidumbres

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

2.10.2 Programas informáticos

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

2.10.3 Gastos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad no ha registrado gastos por este concepto, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados en el ejercicio en que ocurren.

2.10.4 Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.11 Instrumentos financieros

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

2.11.1 Activos Financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

2.11.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.11.3 Pasivos financieros no derivados

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

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

2.11.4 Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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



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

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

2.11.5 Instrumentos de patrimonio

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

2.12 Inventarios

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

2.13 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.13.1 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.

2.13.2 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.

2.14 Provisiones



Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad espera desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado financiero como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad 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.

2.15 Beneficios a los empleados

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

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

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

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4.05% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.16 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.17 Impuesto a las ganancias

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

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de intangibles de carácter perpetuo, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

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

2.18 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el periodo, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del periodo. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

2.19 Ganancias por acción

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

2.20 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 períodos.

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

2.21 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.



- **Actividades de financiamiento:** Actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW.

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 subtransmisión.

3.2 Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 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.

3.3.2 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, y son de importancia para la Sociedad, 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) **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.

c) **Servicios complementarios:** Todos aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos (regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc.). El CDEC respectivo deberá operar, administrar y valorizar la prestación de estos servicios complementarios. Actualmente, el reglamento que tarifca estos servicios se encuentra pendiente.

3.3.3 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. El principal cambio introducido, que fue de importancia para la Sociedad fue:

- a) **Traspasso 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.

3.3.4 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Efectivo en Caja	-	13
Saldo en Bancos	141.412	9.311
Otros instrumentos de renta fija	100.066	501.254
Totales	241.478	510.578

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a fondos mutuos tomados por la Sociedad de manera de maximizar los retornos del excedente de caja sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	241.478	509.986
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	-	592
Totales		241.478	510.578

5. Otros Activos Financieros Corrientes

El detalle del rubro, es el siguiente:

Otros Activos Financieros	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Derivados (*)	64.877	-
Totales	64.877	-

(*) Ver nota 15.1.7

6. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro, 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	5.483.139	-	5.987.586	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	976.912	153.088	2.725.934	247.333
Totales	6.460.051	153.088	8.713.520	247.333

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	5.334.221	-	5.766.609	-
Otras cuentas por cobrar, neto	976.912	153.088	2.725.934	247.333
Totales	6.311.133	153.088	8.492.543	247.333

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	148.918	-	220.977	-
Otras cuentas por cobrar	-	-	-	-
Totales	148.918	-	220.977	-

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

Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Facturados	4.470.806	7.353.930
Energía y peajes	3.302.566	4.141.749
Anticipos para importaciones	642.121	2.460.309
Cuenta por cobrar proyectos en curso	525.503	751.256
Otros	616	616
No Facturados o provisionados	1.718.064	1.111.308
Peajes uso de líneas eléctricas	1.451.203	1.020.251
Provisión ingresos por obras	158.011	40.364
Otros	108.850	50.693
Otros (Cuenta corriente empleados)	271.180	248.282
Totales	6.460.051	8.713.520
Provisión deterioro	(148.918)	(220.977)
Totales, Neto	6.311.133	8.492.543

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Anticipos para importaciones y proveedores	705.046	2.476.216
Cuenta corriente al personal	271.180	248.282
Otros deudores	686	1.436
Totales	976.912	2.725.934
Totales, Neto	976.912	2.725.934

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2012 es de M\$6.464.221, al 31 de diciembre de 2011 es de M\$8.739.876.
- b) Parte importante de los clientes 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. Al 31 de diciembre de 2012 se han recuperado M\$79.874 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) 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	265.270	64.364
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.695	45.821
Con vencimiento entre seis y doce meses	334.587	2.564
Con vencimiento mayor a doce meses	-	-
Total	601.552	112.749

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

	Deudores Comerciales
91 a 180	33%
181 a 270	66%
271 a 360	66%
361 o más	100%

Para algunos clientes importantes, la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, por lo que la provisión podría no resultar en la aplicación directa de los porcentajes indicados. Los castigos efectivos de deudores se hacen una vez agotadas las instancias judiciales según corresponda.

- d) Al 31 de diciembre de 2012 y 2011 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no contiene 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	57	4.738.913	-	-	57	4.738.913	70	5.655.321	-	-	70	5.655.321
Entre 1 y 30 días	15	258.501	-	-	15	258.501	39	56.424	-	-	39	56.424
Entre 31 y 60 días	12	3.262	-	-	12	3.262	14	7.450	-	-	14	7.450
Entre 61 y 90 días	4	3.508	-	-	4	3.508	1	3.074	-	-	1	3.074
Entre 91 y 120 días	4	197	-	-	4	197	2	230.574	-	-	2	230.574
Entre 121 y 150 días	7	1.870	-	-	7	1.870	1	24.457	-	-	1	24.457
Entre 151 y 180 días	5	464	-	-	5	464	-	-	-	-	-	-
Entre 181 y 210 días	5	23	-	-	5	23	-	-	-	-	-	-
Entre 211 y 250 días	4	334.967	-	-	4	334.967	1	716	-	-	1	716
Más de 250 días	8	142.121	-	-	8	142.121	6	11.005	-	-	6	11.005
Total	121	5.483.826	-	-	121	5.483.826	134	5.989.021	-	-	134	5.989.021

e) El detalle de la cartera en cobranza judicial protestada es el 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 en cobranza judicial	1	116.989	1	233.676
Totales	1	116.989	1	233.676

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 enero 2012	220.977
Aumentos (disminuciones) del período	(72.059)
Saldo al 31 de Diciembre 2012	148.918

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 enero 2011	15.479
Aumentos (disminuciones) del año	205.498
Saldo al 31 de Diciembre 2011	220.977

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

g) El detalle de las provisiones y castigos a diciembre 2012 y 2011, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Provisión cartera no repactada	(72.059)	205.498
Totales	(72.059)	205.498

Los castigos efectivos de deudores se hacen una vez agotadas las instancias judiciales según corresponda.

7. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

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

	Serie A		Serie B		Total	
	Acciones	Participación	Acciones	Participación	Acciones	Participación
Inversiones Los Lagos IV Limitada	3.202	8,8944%	1.078.884.036	0,4439%	1.078.887.238	0,4439%
Cóndor Holding SpA	14.402	40,0056%			14.402	0,0000%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	36	0,1000%	1.079.964	0,0004%	1.080.000	0,0004%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.			241.941.817	0,0996%	241.941.817	0,0996%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	18.360	51,0000%	241.699.875.536	99,4561%	241.699.893.896	99,4560%
	36.000	100%	243.021.781.353	100%	243.021.817.353	100%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

Los préstamos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	31/12/2012		31/12/2011	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76073162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Mantenion Sistema	Menos de 90 días	Matriz Común	4.551			
76073162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	8.420			
76073162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	1.634			
99528750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Compra Energía y Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común			353.700	
						14.605	-	353.700	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	31/12/2012		31/12/2011	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz			299.519	
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz			48.312	
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz	149.975			
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Prestamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	20.429.039		20.281.039	
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz			2.000.395	
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	2.380.813			
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común			82.562	
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común			16.133	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	2.383		2.002	
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno	Chile	Materiales y Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	32.213		685	
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común			320	
76186388-6	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	395.229			
99528750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	12.585			
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur	Chile	Prestamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	6.182.124		6.148.033	
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	11			
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Limitada	Chile	Prestamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	3.517.570		3.364.861	
76073168-4	Inversiones los Lagos IV Limitada	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	10.629			
14655033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director			100	
						33.112.571		32.243.961	

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Mantenimiento y Operación sistema	57.417	
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Mantenimiento y Operación sistema		53.668
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamo cuenta corriente	(1.378.608)	
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamo cuenta corriente		(880.487)
76073162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio Representacion	133.671	
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio Representacion		(140.266)
96956660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Peajes		86.125
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento y Operación sistema		46.551
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento y Operación sistema	46.792	
76073164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Interés préstamo cuenta corriente	(68.712)	
96986780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes		19.771
96531500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz común	Peajes		16.177
99528750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	11.770	
99528750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Transferencia Energía-Potencia	(103.995)	(515.394)
99528750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Recargos		50.467
77683400-9	Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.	Chile	Matriz común	Peajes		50.466
76024782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Interés préstamo cuenta corriente		(187.213)
76022072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Interés préstamo cuenta corriente	(410.778)	

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un periodo de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El 27 de abril del año 2012 correspondió la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores 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 diciembre de 2012, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director del señor Robert Mah, designándose en su reemplazo al señor Waldo Fortín Cabezas.

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

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

Los Saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores, por concepto de remuneraciones, para el período diciembre 2012 y diciembre 2011 son los siguientes:

Director	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	-	-
Ivan Díaz-Molina	-	100
Totales	-	100

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 1 mayo de 2012 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2013.

Los Directores señores Robert Mah, Kevin Roseke, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Olivia Penelope Steedman, Waldo Fortín Cabezas y Juzar Pirbhai renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de la Sociedad. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz-Molina recibirán 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\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.356	1.310
Iván Díaz-Molina	1.467	1.199
Totales	2.823	2.509

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

e) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

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	617.625	590.918	26.707
Materiales en tránsito	195.896	91.415	104.481
Totales	813.521	682.333	131.188

Al 31 de diciembre 2011:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	742.909	644.524	98.385
Materiales en tránsito	1.064.581	1.062.741	1.840
Totales	1.807.490	1.707.265	100.225

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$30.963 para el período 2012 y un cargo de M\$34.089 para el período 2011.

Movimiento Provisión	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Provisión del año	30.963	34.089
Totales	30.963	34.089

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	222.602	44.880
Otros gastos por naturaleza (*)	55.153	84.890
Totales	277.755	129.770

(*) 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\$ 3.041.825 y M\$6.332.744 en 2011.

9. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes, es el siguiente:

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuesto a la renta	2.935	7.950
Diesel por recuperar	-	58.170
Totales	2.935	66.120

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	482.598	1.392.055
Iva Débito fiscal	8.108	296.620
Otros	7.007	12.751
Totales	497.713	1.701.426

10. Otros Activos Financieros no Corrientes

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otros Activos financieros no corrientes	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Remanente Crédito Fiscal	7.704.170	7.757.630
Totales	7.704.170	7.757.630

Este activo corresponde a remanente crédito fiscal, principalmente impuesto específico y se compensará en períodos futuros con IVA débito fiscal a base de la generación de flujos de la Sociedad. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la Sociedad 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 31 de diciembre 2011, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, neto	19.164.136	19.164.788
Servidumbres	19.163.197	19.163.197
Software	939	1.591

Activos intangibles bruto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	19.166.835	19.166.835
Servidumbres	19.163.197	19.163.197
Software	3.638	3.638

Amortización activos intangibles	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Activos intangibles identificables	(2.699)	(2.047)
Servidumbres	-	-
Software	(2.699)	(2.047)

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

Movimiento año 2012		Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		1.591	19.163.197	19.164.788
Movimientos	Adiciones			0
	Retiros			0
	Gastos por amortización	(652)		(652)
	Total movimientos	(652)	0	(652)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2012		939	19.163.197	19.164.136

Movimiento año 2011		Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Servidumbres, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		438	18.914.998	18.915.436
Movimientos	Adiciones	1.734	248.199	249.933
	Retiros			
	Gastos por amortización	(581)		(581)
	Total movimientos	1.153	248.199	249.352
Saldo final al 31 de Diciembre de 2011		1.591	19.163.197	19.164.788

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

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

12. Propiedades, planta y equipos

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	109.136.336	94.950.531
Construcción en Curso	13.810.574	27.187.913
Terrenos	5.908.094	5.803.853
Edificios	1.397.101	1.308.598
Planta y Equipo	87.145.277	60.141.913
Equipamiento de Tecnologías de la Información	49.656	5.107
Instalaciones Fijas y Accesorios	61.089	69.717
Vehículos de Motor	112.478	162.640
Otras Propiedades, Planta y Equipo	652.067	270.790

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	131.389.253	114.733.337
Construcción en Curso	13.810.574	27.187.913
Terrenos	5.908.094	5.803.853
Edificios	1.753.325	1.625.208
Planta y Equipo	108.435.098	79.063.609
Equipamiento de Tecnologías de la Información	176.110	126.487
Instalaciones Fijas y Accesorios	156.480	150.722
Vehículos de Motor	235.165	275.079
Otras Propiedades, Planta y Equipo	914.407	500.466

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(22.252.917)	(19.782.806)
Edificios	(356.224)	(316.610)
Planta y Equipo	(21.289.821)	(18.921.696)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(126.454)	(121.380)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(95.391)	(81.005)
Vehículos de Motor	(122.687)	(112.439)
Otros	(262.340)	(229.676)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre 2012 y al 31 de diciembre del 2011 es el siguiente:

Movimiento año 2012		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012		27.187.913	5.803.853	1.308.598	5.107	69.717	162.640	270.790	60.141.913
Movimientos	Adiciones	9.033.732	104.241	128.117	55.707		9.024	457.017	29.645.448
	Retiros	(22.411.071)			0	(189)	(21.753)	(467)	(33.120)
	Gastos por depreciación			(39.614)	(11.158)	(8.439)	(37.433)	(75.273)	(2.399.332)
	Traspaso Fusión								(209.632)
	Total movimientos	(13.377.339)	104.241	88.503	44.549	(8.628)	(50.162)	381.277	27.003.364
Saldo final al 31 de Diciembre de 2012		13.810.574	5.908.094	1.397.101	49.656	61.089	112.478	652.067	87.145.277

Movimiento año 2011		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		15.479.523	5.789.434	1.287.318	22.989	73.279	200.652	187.193	57.628.236
Movimientos	Adiciones	14.182.575	14.419	57.432		5.118	2.551	142.915	4.470.622
	Retiros	(2.474.185)			(218)	(211)	(3.492)	(8.333)	(18.528)
	Gastos por depreciación			(36.152)	(17.664)	(8.469)	(37.071)	(50.985)	(2.157.243)
	Traspaso Fusión								218.826
	Total movimientos	11.708.390	14.419	21.280	(17.882)	(3.562)	(38.012)	83.597	2.513.677
Saldo final al 31 de Diciembre de 2011		27.187.913	5.803.853	1.308.598	5.107	69.717	162.640	270.790	60.141.913

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



Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- a)** La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- b)** La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- c)** Los activos en construcción según se explica en Nota 2.9 incluyen activación de costos financieros por M\$1.202.498 por el año terminado al 31 de diciembre 2012 y a M\$725.689 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011 y los costos de personal relacionados directamente con obras en curso por M\$653.531 por el período terminado al 31 de diciembre 2012 y a M\$370.215 por el año terminado al 31 de diciembre de 2011.
- d)** El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2012 y 2011 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Gasto por impuestos corrientes	1.574.836	2.832.326
Otro gasto por impuesto corriente	849	739
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.575.685	2.833.065
Ingreso diferido (gasto) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	754.858	(1.341.576)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	754.858	(1.341.576)
Gasto por impuesto a las ganancias	2.330.543	1.491.489

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 2012 y 2011, es la siguiente:

CONCILIACION DEL GASTO UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Utilidad (Pérdida) Antes de Impuestos	10.309.991	8.194.871
(Gasto) Ingreso por impuestos a las ganancias Utilizando la Tasa Legal (18,5%÷20%)	(2.061.998)	(1.638.974)
Efecto Impositivo de Ingresos Ordinarios No Imponibles	8.060	29.315
Efecto Impositivo de Gastos No Deducibles impositivamente	(14.063)	(64.953)
Efecto Impositivo de la Utilización de Pérdidas Fiscales No Reconocidas Anteriormente	-	298.870
Efecto Impositivo de Beneficio Fiscal No Reconocido Anteriormente en el EE.RR.	2.172	-
Efecto Impositivo de Impuesto provisto en Exceso en Periodos Anteriores	(1.130)	(133.173)
Corrección monetaria tributaria de las Inversiones	(161)	(745)
Corrección monetaria tributaria del Patrimonio	57.192	222.423
Otro Incremento (Decremento) en Cargo por Impuestos Legales	(738.942)	(204.252)
Efecto Empresas Fusionadas	177.915	-
Ajuste de tasas por recuperación de Pérdida Tributarias	240.412	-
Total ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	(268.545)	147.485
(Gasto) Ingreso por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(2.330.543)	(1.491.489)
Tasa Impositiva Efectiva	22,60%	18,20%

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

Como consecuencia de la Reforma Tributaria y del aumento de tasa de impuesto de primera categoría de un 17% a un 20% definitivamente, que rige a contar del año comercial 2012, la Sociedad reconoció en este mismo periodo los efectos en activos y pasivos por impuestos diferidos. El efecto neto en resultado de este reconocimiento ha significado para la sociedad un mayor gasto por impuesto a las ganancias de M\$738.485 al 31 de diciembre de 2012.

13.2 Impuestos diferidos

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

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Impuestos diferidos relativos a Activo Fijo	-	-	7.423.710	6.652.067
Impuestos diferidos relativos a Indemnización años de servicio	1.435	1.359	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión cuentas incobrables	29.784	38.561	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión de vacaciones	18.201	9.766	-	-
Impuestos diferidos relativos a Provisión obsolescencia	26.238	17.489	-	-
Impuestos diferidos relativos a Ingresos anticipados	2.382.762	1.028.734	-	-
Impuestos diferidos relativos a Pérdida tributaria	-	1.350.967	-	-
Impuestos diferidos relativos a Otras Provisiones	45.978	78.508	1.552	1.737
Créditos tributarios por recuperar en el largo plazo	554.883	517.297	-	-
Impuestos diferidos relativos a Derivados	6.468	-	-	-
Total Impuestos Diferidos	3.065.749	3.042.681	7.425.262	6.653.804

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación financiera durante los años 2012 y 2011 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	1.934.547	6.887.246
Incremento (decremento)	1.108.134	(233.442)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.042.681	6.653.804
Incremento (decremento)	23.068	771.458
Saldo al 31 de diciembre de 2012	3.065.749	7.425.262

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

14. Otros Pasivos Financieros, Corriente

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre 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	9.108.522	-	-	-
Totales	9.108.522	-	-	-

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No corriente			
					Vencimiento				Total corriente al 31-12-2012 M\$	Vencimiento			Total no corriente al 31-12-2012 M\$
					Indeterminado M\$	Hasta 1 mes M\$	1 a 3 meses M\$	3 a 12 meses M\$		1 a 3 años M\$	3 a 5 años M\$	Más de 5 años M\$	
Chile	USD	Anual	0,86%	Semestral	-	-	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-
Totales					-	-	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-

- c) El desglose por banco de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre 2012 y 31 de diciembre 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	
STS	BANCO ESTADO	97.030.000-7	USD	0,85%	Semestral	-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-	-
Totales						-	9.108.522	9.108.522	-	-	-	-	-

15. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto Sistema de Transmisión del Sur S.A. son los siguientes:

15.1 Riesgo de negocio

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

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

15.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

Actualmente, 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 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 (fijación de tarifas de distribución). 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 primer semestre del 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 del negocio de Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada por una empresa modelo eficiente, además de los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso se esperan efectos positivos para la



compañía, que podrían implicar un alza en torno al 9% de sus ingresos. 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.

15.1.1 Tipo de cambio

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

También la Sociedad toma deudas en moneda distinta a su moneda funcional y para protegerse de esas variaciones realiza coberturas.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene la siguiente deuda en USD a tasa fija:

<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
24-12-2012	18.975	9.107.016

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap (ver nota 15.1.7) para proteger su exposición de moneda (USD a CLP).

15.1.2 Variación UF

El riesgo por este tipo de índice se analiza principalmente por la estructura de financiamiento de la empresa. Actualmente la Sociedad no tiene deuda en este índice, por lo que no presenta exposición a su variación (respecto del comportamiento de sus pasivos).

Los ingresos de la Sociedad, están indexados a factores de actualización, tales como el IPC, el IPP y el índice de variación de precios al por mayor importados, que persiguen en el mediano y largo plazo compensar las variables a las que están sujetas los costos y las inversiones de la Sociedad.

Hasta la fecha, la Sociedad mantiene una política de no administrar los cambios en los flujos por las variables de indexación.

15.1.3 Tasa de interés

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

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

15.1.4 Riesgo de liquidez

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

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.



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

15.1.5 Riesgo de crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distinguen dos tipos, uno relacionado con los cobros por el uso del sistema de subtransmisión y otro, de importancia relativa menor, relacionado con otras ventas, principalmente construcción de obras.

Para medir el riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera, se utilizan los siguientes porcentajes de provisión por tramo de antigüedad:

	Otros deudores
91 a 180	33%
181 a 270	66%
271 a 360	66%
361 o más	100%

Cabe mencionar que parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que forman parte del SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenidos sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. En caso de detectarse condiciones de deterioro de algún cliente, adicionalmente a la política de provisión de incobrabilidad, la Administración analiza específicamente el caso para determinar el nivel de deterioro.

Activos de carácter financiero:

Tal como se indicó, 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.

15.1.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2012	<i>Préstamos y cuentas por cobrar</i>	<i>Activos a valor razonable con cambio en resultados</i>	<i>Derivados de cobertura</i>	<i>Total</i>
	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>
Deudores comerciales, otras cuentas por cobrar corrientes y cuentas por cobrar no corrientes	6.464.221	-	-	6.464.221
Derivado			64.877	64.877
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	14.605	-	-	14.605
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	141.412	100.066	-	241.478
Otros Activos Financieros, No Corriente	7.704.170	-	-	7.704.170
Totales	14.324.408	100.066	64.877	14.489.351

al 31 de diciembre de 2011	<i>Préstamos y cuentas por cobrar</i>	<i>Activos a valor razonable con cambio en resultados</i>	<i>Derivados de cobertura</i>	<i>Total</i>
	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>
Deudores comerciales, otras cuentas por cobrar corrientes y cuentas por cobrar no corrientes	8.739.876	-	-	8.739.876
Cuentas por cobrar a empresas relacionadas	353.700	-	-	353.700
Efectivo y efectivo equivalente al efectivo	9.324	501.254	-	510.578
Otros Activos Financieros, No Corriente	7.757.630	-	-	7.757.630
Totales	16.860.530	501.254	-	17.361.784

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2012	<i>Mantenidos hasta el vencimiento</i>	<i>Préstamos y cuentas por pagar</i>	<i>Pasivos a valor razonable con cambio en resultados</i>	<i>Derivados de cobertura</i>	<i>Total</i>
	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>
Préstamos que devengan interés	-	9.108.522	-	-	9.108.522
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.498.047	-	-	2.498.047
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	33.112.571	-	-	33.112.571
Totales	-	44.719.140	-	-	44.719.140

al 31 de diciembre de 2011	<i>Mantenidos hasta el vencimiento</i>	<i>Préstamos y cuentas por pagar</i>	<i>Pasivos a valor razonable con cambio en resultados</i>	<i>Derivados de cobertura</i>	<i>Total</i>
	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>	<i>M\$</i>
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	6.996.882	-	-	6.996.882
Cuentas por pagar a empresas relacionadas	-	32.243.961	-	-	32.243.961
Totales	-	39.240.843	-	-	39.240.843



15.1.7 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.

La Sociedad ha tomado un crédito en USD mencionado en la nota 15.1.1, con una cobertura de Cross Currency Swap a pesos 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.

EL detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Tenor (days)	USD			CLP		
				Compañía recibe			Total	Compañía paga	
				Nocional MUSD	Tasa interés	Interests amount		Nocional M\$	Tasa interés
Cross Currency Swap	24/12/2012	21/06/2013		18.975	USD + 0,8506%		9.000.000	CLP + 6,46%	

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja".

El detalle de la cartera es el siguiente:

Instrumento de cobertura	31.12.2012	31.12.2011	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	64.877	-	Préstamos Bancarios	Tipo de cambio y tasa de interés	Flujo de caja
Totales (neto)	64.877	0			

(*) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes.

15.1.8 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\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Saldo en Bancos	141.412	141.412
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	6.311.133	6.311.133

Pasivos Financieros - al 31.12.2012	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	9.108.522	8.931.422
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.498.047	2.498.047



b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

El Valor Justo de los Activos y Pasivos Financieros se determinaron mediante la siguiente metodología:

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

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

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

- Nivel 1: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.
- Nivel 2: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).
- Nivel 3: corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valoración, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Proveedores por uso SIC (Sistema Interconectado Central)	472.634	1.025.015
Cuentas por pagar importaciones en Tránsito	102.389	3.283.883
Cuentas por pagar instituciones fiscales	22.134	22.084
Otras cuentas por pagar	1.900.890	2.665.900
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.498.047	6.996.882

17 Provisiones

17.1 Provisiones corrientes

17.1.1 Otras Provisiones

a) El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otras provisiones	Provisiones	
	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	263.751	252.038
Totales	263.751	252.038

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

Movimientos en provisiones	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero 2012	252.038
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	11.713
Provisión utilizada	-
Total movimientos en provisiones	11.713
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	263.751

Movimientos en provisiones	Otras Provisiones
Saldo inicial al 01 de enero 2011	19.546
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	231.227
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.265
Total movimientos en provisiones	232.492
Saldo final al 31 de diciembre de 2011	252.038

17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

a) El detalle de este rubro, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	91.005	52.790
Provisión por beneficios anuales	273.085	213.904
Total	364.090	266.694

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 01 de enero 2012	266.694
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(119.361)
Provisión utilizada	216.757
Total movimientos en provisiones	97.396
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	364.090

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 01 de enero 2011	241.468
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	223.155
Provisión utilizada	(197.929)
Total movimientos en provisiones	25.226
Saldo final al 31 de diciembre 2011	266.694

17.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) El detalle de las provisiones no corrientes, es el siguiente:

	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	322.803	270.865
Totales	322.803	270.865

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

Provisiones no corriente, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	270.865
Provisión del año	51.938
Pagos en el año	
Saldo al 31 de diciembre 2012	322.803

Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	M\$
Saldo inicial al 01 de enero 2011	211.354
Movimientos en provisiones	
Provisiones del año	59.511
Pagos en el año	
Total movimientos en provisiones	59.511
Saldo final al 31 de diciembre 2011	270.865

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



17.3 Juicios y multas

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

17.3.1 Juicios

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto
STS	Juzgado de letras de La Unión	315-2011	Demanda de término de servidumbre	Proceso pendiente en 1°.	Indeterminado

17.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
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	Pendiente Recurso Reposición	220.007

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

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

18 Otros Pasivos no Financieros

El detalle, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros corrientes	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otras obras de terceros	767.146	1.265.481
Total otros pasivos no financieros corrientes	767.146	1.265.481

19 Otros pasivos no Financieros no Corrientes

El detalle, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	11.641.639	6.033.631
Otros pasivos no financieros no corrientes	84.685	79.426
Totales	11.726.324	6.113.057



20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Como consecuencia de la fusión de la Sociedad con antigua STS al 31 de diciembre de 2012 y 2011, el capital social de STS asciende a M\$13.694.783 y está representado por 36.000 acciones serie A y 243.021781.353 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

20.1.2 Dividendos

Como consecuencia de lo indicado en la Nota N°1, en relación con la adquisición inversa, los dividendos mencionados en las notas siguientes de la Sociedad corresponden a los repartidos por antigua STS, según lo siguiente:

En junta ordinaria celebrada el 26 de abril de 2012, se aprobó el pago de un dividendo final de M\$ 6.674.000 con cargo a las utilidades del ejercicio y un dividendo de M\$926.000 con cargo a reservas de utilidades de ejercicios anteriores.

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

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

20.1.3 Otras reservas varias

	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2011 M\$
Otras reservas varias	314.210	314.210
Totales	314.210	314.210

Otras reservas varias por M\$314.210, 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 M\$ (12.269) correspondientes a valores asignados en la división de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011.

20.1.4 Ganancias (Pérdidas) Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

M\$	Utilidades distribuíbles M\$	Revaluación Activo Fijo M\$	Revaluación Intangibles M\$	Total al 31 de diciembre de 2012 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2012	34.514.029	14.813.388	17.429.801	66.757.218
Realización revaluación	324.786	(324.786)		-
Resultado del ejercicio	7.979.449			7.979.449
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(5.597.602)			(5.597.602)
Provisión dividendo mínimo del periodo	(2.393.835)			(2.393.835)
Totales 31/12/2012	34.826.827	14.488.602	17.429.801	66.745.230

La utilidad distribuible del periodo 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\$ 7.979.449.

M\$	Utilidades distribuíbles M\$	Revaluación Activo Fijo M\$	Revaluación Intangibles M\$	Total al 31 de diciembre de 2011 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2011	30.934.918	15.115.211	17.429.801	63.479.930
Realización revaluación	301.823	(301.823)		-
Resultado del ejercicio y efecto fusión	6.703.382			6.703.382
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(1.423.696)			(1.423.696)
Provisión dividendo mínimo del periodo	(2.002.398)			(2.002.398)
Totales 31/12/2011	34.514.029	14.813.388	17.429.801	66.757.218

La utilidad distribuible del periodo 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\$ 6.703.382.

20.2 Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

21 Ingresos

El detalle de este rubro en las Cuentas de Resultado, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Ingresos por Peajes de Transmisión	16.087.999	13.375.194
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	16.087.999	13.375.194
Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	872.005	751.274
Venta de materiales y equipos	136.286	14.435
Arrendamientos	153.293	179.273
Intereses Créditos y Préstamos	3.253	1.840
Otros Ingresos	219.662	245.977
Total Otros ingresos, por naturaleza	1.384.499	1.192.799

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Materiales	233.378	44.966
Totales	233.378	44.966

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	1.632.769	1.141.264
Provisión costo de vacaciones	21.604	(4.741)
Otros costos de personal	105.824	92.777
Indemnización por años de servicios	60.086	59.511
Activación costo de personal	(653.530)	(370.215)
Totales	1.166.753	918.596

24 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro en el estado de resultados, es el siguiente:

Depreciación y Amortización	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Depreciaciones	2.571.249	2.307.583
Amortizaciones de Intangibles	652	582
Totales	2.571.901	2.308.165

25 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico	914.987	981.988
Operación vehículos, Viajes y Viáticos	75.130	78.821
Provisiones y Castigos	(48.472)	362.734
Gastos de Administración	944.966	858.824
Otros gastos por naturaleza	537.851	489.399
Total Otros Gastos por Naturaleza	2.424.462	2.771.766

26 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Otros ingresos financieros	295.237	25.345
Total Ingresos Financieros	295.237	25.345
Costos Financieros	31/12/2012	31/12/2011
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	343.987	1.921
Gastos por intercompañía	2.050.474	1.384.417
Activación Gastos financieros	(1.202.498)	(725.689)
Total Costos Financieros	1.191.963	660.649
Resultado por unidades de reajuste	145.749	149.912
Diferencias de cambio	3.153	(12.507)
Positivas	3.153	-
Negativas	-	(12.507)
Total Costo Financiero	(1.043.061)	(523.244)
Total Resultado Financiero	(747.824)	(497.899)



27 Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 01 enero de 2013 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

28 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados durante los años 2012 y 2011, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
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
Totales	Totales		78.768	74.726

No existen compromisos futuros que impliquen gastos medioambientales significativos para la Sociedad, distintos de los que podrían generarse por los conceptos indicados anteriormente.

29 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2012 son las siguientes según beneficiario relevantes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos Comprometidos			Fecha Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor garantía (M\$)	Primer semestre 2013 (M\$)	Segundo semestre 2013 (M\$)	2014 (M\$)
Director de vialidad Region 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		
			Totales		48.194			

30 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2012 la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$ 462.392.

31 Información adicional deuda financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente		
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	
Chile	USD	0,85%	-	9.145.533	9.145.533
Total			-	9.145.533	9.145.533

b) Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Corriente		
						Vencimiento		Total corriente
						Uno a tres meses M\$	Tres a doce Meses M\$	
77.683.400-4	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	BANCO ESTADO	USD	0,85%	0,85%	-	9.145.533	9.145.533
Total						-	9.145.533	9.145.533

32 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2012 M\$	31/12/2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	-	592
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	10.006	9.249
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			10.006	9.841
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	52.897	53.676
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			52.897	53.676
TOTAL ACTIVOS			62.903	63.517
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, Corrientes (partida con cobertura USD a CLP, ver nota 15.1.7)	Dólar	Peso chileno	9.108.522	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			9.108.522	0



Análisis Razonado
Estados Financieros – Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Al 31 de diciembre de 2012

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-12 MM\$	Dic-11 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	7.518	11.295	(3.777)	(33%)
Activos No Corrientes	139.283	125.222	14.061	11%
Total Activos	146.801	136.517	10.284	8%
Pasivos Corrientes	46.612	42.726	3.886	9%
Pasivos No Corrientes	19.474	13.038	6.436	49%
Patrimonio	80.715	80.753	(38)	(0%)
Total Pasivos y Patrimonio	146.801	136.517	10.284	8%

En 2012 el Grupo Saesa comenzó una reestructuración que como primer paso implicó el 30 de diciembre de 2011, la división Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), 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. En la sociedad subsistente se radicaron algunos activos operacionales y créditos tributarios.

Más tarde con fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de la antigua Sistema de Transmisión del Sur S.A., Antigua STS, en Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a la Sociedad todos los activos y pasivos de Antigua STS y la Sociedad pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. La Sociedad se encuentra en trámite de inscripción en el Registro de Entidades Informantes.

Esta fusión fue tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en la NIIF 3, 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.



Adicionalmente y para efectos de comprensión de los estados financieros, el balance y los resultados diciembre de 2011 contienen el balance y resultados de Antigua STS consolidado con un estado de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. dividida proforma, según lo requerido por NIIF 5, en relación a mostrar el balance sin sus activos descontinuados.

De este modo el balance de Antigua STS acogió el siguiente balance de Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., para presentar estado financiero de la Actual STS:

	Dic '11
Activos Corrientes	72
Activos no Corrientes	9.835
Total Activos	9.907
Pasivos Corrientes	9.515
Pasivos no corrientes	42
Total Pasivos	9.557
Patrimonio	322
Ganancia del período	28
Total Patrimonio	350

Los activos no corrientes corresponden principalmente a crédito impuesto específico por recuperar (crédito fiscal IVA), que se recuperará en períodos futuros.

Los pasivos corrientes son principalmente Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$ 10.284 respecto de diciembre de 2011, explicado por una disminución de los Activos Corrientes de MM\$3.777 y un incremento de los Activos No Corrientes por MM\$ 14.061.

La variación negativa que presentan los Activos Corrientes, es originada principalmente, por:

- a) Disminución del ítem Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes (MM\$2.181), asociado principalmente a liquidaciones de anticipos para importación de equipos, que pasaron a formar parte del activo fijo.



- b) Disminución de Inventarios Corrientes (MM\$1.025), que pasaron a formar parte del activo fijo.

La variación positiva del ítem de Activos No Corrientes, se explica principalmente por un aumento del ítem Propiedades, Plantas y Equipos (MM\$ 14.186), debido a la construcción de nuevas líneas y subestaciones.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$ 10.322 respecto de diciembre de 2011, explicado por el incremento en los Pasivos Corrientes de MM\$ 3.886 y de los Pasivos No Corrientes de MM\$ 6.436.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento de Otros Pasivos Financieros (MM\$9.108) por préstamo bancarios a corto plazo contraído con Banco Estado.

Compensado parcialmente por:

- a) Disminución de Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar (MM\$ 4.498), principalmente por pago a proveedores, por compra de equipos.
- b) Disminución de Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$1.204), principalmente por cancelación de impuesto a la renta correspondiente al año 2011.
- c) Disminución de Otros Pasivos No Financieros (MM\$498), producto de avance en construcción de obras de terceros.

Por otra parte, la variación positiva de los Pasivos No Corrientes se originó por mayores saldos de los ítems Otros Pasivos No Financieros de MM\$ 5.613. 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 un menor saldo de MM\$ 38, respecto de diciembre de 2011, explicado por la disminución de las Ganancias (pérdidas) acumuladas, principalmente por la entrega de un dividendo final de 100% de la utilidad de 2011 en abril de 2012.

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-12	Dic-11	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,2	0,3	(39,0%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,1	0,2	(34,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,8	0,7	18,6%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	11,4	67,6	(83%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	70,5%	76,6%	(8%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	29,5%	23,4%	26,0%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	16.769	17.122	(2,1%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	14,0	12,7	10,5%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	26	30	(12%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (9)	%	9,88%	9,00%	9,8%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (10)	%	5,63%	5,82%	(3,3%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (11)	%	10,87%	10,28%	5,7%
	Utilidad por acción (12)	\$	0,033	0,028	17%

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 y 2011, la Sociedad no presenta inversiones con subsidio (FNDR).

(8) **Permanencia de Inventarios:**

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

(9) **Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):**

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

(10) **Rendimiento del Activo (anualizado):**

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

(11) **Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):**

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(12) **Utilidad por acción:**

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



II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-12	Dic-11	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Ingresos de explotación	17.472	14.568	2.904	20%
Materias primas y consumibles utilizados	(233)	(45)	(188)	418%
Margen de contribución	17.239	14.523	2.716	19%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(1.167)	(919)	(248)	27%
Otros gastos por naturaleza	(2.424)	(2.772)	348	(13%)
Resultado bruto de explotación	13.648	10.832	2.816	26%
Gasto por Depreciación y Amortización	(2.572)	(2.308)	(264)	11%
Resultado de explotación	11.076	8.524	2.552	30%
Resultado Financiero	(748)	(498)	(250)	50%
Otras Ganancias (Pérdidas)	(18)	168	(186)	100%
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	10.310	8.194	2.116	26%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(2.331)	(1.491)	(840)	56%
Ganancia (Pérdida)	7.979	6.703	1.276	19%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$ 2.552, lo que se explica principalmente por mayores ingresos de explotación de MM\$ 2.904. Esto debido a que en el año en curso existe una mayor cantidad de consumo de energía y de potencia de clientes libres y de distribución, lo que aumenta el valor del peaje por subtransmisión a cobrar.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$250 respecto del periodo anterior, por mayores costos financieros producto de préstamos con entidades relacionadas por MM\$ 531, compensado parcialmente con incremento de ingresos financieros por MM\$ 270, variación positiva de las diferencias de cambio (MM\$ 16) y menores resultados por unidades de reajustes (MM\$ 4).



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\$ 738.

4) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2012 obtuvo utilidades por MM\$ 7.979, lo que implicó un aumento de MM\$ 1.276 respecto de diciembre 2011.



III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-12 MM\$	Dic-11 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	19.394	13.664	5.730	42%
de la Inversión	(19.284)	(18.883)	(401)	2%
de Financiación	(383)	5.127	(5.510)	(107%)
Flujo neto del período	(273)	(92)	(181)	197%
Variación en la tasa de cambio	3	(8)	11	0%
Incremento (disminución)	(270)	(100)	(170)	170%
Saldo Inicial	511	611	(100)	(16%)
Saldo Final	241	511	(270)	(53%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$ 241, menor respecto de diciembre de 2011.

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

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo por actividades de la operación, originado principalmente por el aumento de cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios.
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo por actividades de inversión, originado por mayores compras de propiedades, planta y equipo.
- 3) Mayor flujo negativo de efectivo por actividades de financiación, originado principalmente por mayor pago de dividendos.



IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2012 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa STS.

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.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Negocio

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

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

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

A fines de 1998 se publicó el Decreto Supremo N° 327, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos que permitió perfeccionar y aclarar algunos aspectos



complementarios, especialmente los relacionados con calidad de servicio y funcionamiento independiente de los CDEC's.

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

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

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

Actualmente, 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 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 (fijación de tarifas de distribución). 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 primer semestre del 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 del negocio de Subtransmisión son bajos, debido a que por definición se remuneran sobre la base de una rentabilidad razonable aplicada a la inversión realizada por una empresa modelo eficiente, además de los costos de operar esos activos. En particular, para la fijación tarifaria de Subtransmisión en curso se esperan efectos positivos para la compañía, que podrían implicar un alza en torno al 9% de sus ingresos. 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.

2) Riesgo Financiero

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

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

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

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



También la Sociedad toma deudas en moneda distinta a su moneda funcional y para protegerse de esas variaciones realiza coberturas.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad tiene la siguiente deuda en pesos a tasa fija:

<i>Fecha suscripción</i>	<i>Monto USD MUSD</i>	<i>Monto CLP M\$</i>
24-12-2012	18.975	9.107.016

Con el objeto de dar cumplimiento a la política establecida, la Sociedad contrató un Cross Currency Swap para proteger su exposición de moneda (USD a CLP).

2.2) Riesgo Variación UF

El riesgo por este tipo de índice se analiza principalmente por la estructura de financiamiento de la empresa. Actualmente la Sociedad no tiene deuda en este índice, por lo que no presenta exposición a su variación (respecto del comportamiento de sus pasivos).

Los ingresos de la Sociedad, están indexados a factores de actualización, tales como el IPC, el IPP y el índice de variación de precios al por mayor importados, que persiguen en el mediano y largo plazo compensar las variables a las que están sujetas los costos y las inversiones de la Sociedad.

Hasta la fecha, la Sociedad mantiene una política de no administrar los cambios en los flujos por las variables de indexación.

2.3) Riesgo Tasa de Interés

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

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

2.4) Riesgo Liquidez

Tal como se mencionó en la nota anterior, la Administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema



financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de esta administración consolidada. Los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas, las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

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

2.5) Riesgo de Crédito

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distinguen dos tipos, uno relacionado con los cobros por el uso del sistema de subtransmisión y otro, de importancia relativa menor, relacionado con otras ventas, principalmente construcción de obras.

Para medir el riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera, se utilizan los siguientes porcentajes de provisión por tramo de antigüedad:

Días	Otros deudores
91 a 180	33%
181 a 270	66%
271 a 360	66%
361 o más	100%

Cabe mencionar que parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que forman parte del SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenidos sus compromisos y no se han requerido provisiones significativas. En caso de detectarse condiciones de deterioro de algún cliente, adicionalmente a la política de provisión de incobrabilidad, la Administración analiza específicamente el caso para determinar el nivel de deterioro.



Activos de carácter financiero:

Tal como se indicó, las inversiones sólo se realizarán en instrumentos financieros permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo. Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo no inferior al de la Sociedad, con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

La Sociedad valora sus Propiedades, Plantas y Equipos a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. La depreciación de las Propiedades, Plantas y Equipos se determina distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada (periodo en que se espera utilizar). Al inicio del proceso de adopción de IFRS, la Sociedad realizó una tasación con terceros independientes para sus propiedades, plantas y equipos, la que fue utilizada como costo adquirido.

En forma periódica, de acuerdo con lo que establece la NIC 36, la Sociedad monitorea la existencia de algún indicio de que alguna de sus Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) pudiera sufrir pérdida por deterioro. En el caso que efectivamente existan indicios, se realiza una estimación del monto recuperable del activo para determinar el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la UGE a la que pertenece el activo, entendiendo como tal al menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independiente.

Los activos en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del periodo.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento tanto de corto como largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las existentes en el mercado.

Los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.