



Reporte Anual 2014

ÍNDICE

Carta del Presidente del Directorio	4
Visión Corporativa	6
Identificación de la Sociedad	7
Antecedentes Relevantes	8
Estructura de Propiedad	9
Propiedad y Control	10
Directorio	11
Administración	12
Estructura Organizativa	14
Marcha de la Empresa	15
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	21
Factores de Riesgo	25
Gestión Financiera	27
Información Financiera	29
Hechos Relevantes	30
Declaración de Responsabilidad	31
Estados Resumidos	32

Carta del Presidente del Directorio

Estimados clientes, inversionistas, colaboradores y autoridades, les saludo y por encargo del Directorio pongo a vuestra disposición la memoria anual del ejercicio 2014, que da cuenta de las actividades de las empresas que conforman el Grupo Saesa.

Durante 2014 hemos logrado consolidarnos como un grupo empresarial que pone en el centro a las personas, y que es capaz de crecer de manera decidida y firme a lo largo de todo el territorio nacional, sin dejar de lado en este esfuerzo la identidad de cada una de nuestras empresas, y su importante vinculación a las comunidades que pertenecen.

Estamos convencidos que hoy no es posible hacer empresa sin mantener un diálogo abierto con nuestro entorno, el cual permita trabajar en proyectos que otorguen valor a las comunidades, y que tengan como denominador común el desarrollo sustentable de la sociedad. Estamos convencidos de que las legítimas demandas de nuestros clientes y sus preocupaciones deben ser las nuestras. Una atención alegre, empática, cercana, puede ser la clave para resolver muchas dificultades que enfrentamos día a día en diversos ámbitos, y el camino para avanzar hacia soluciones compartidas.

Hoy nos hemos propuesto estar más cerca de nuestros clientes, y a partir del diálogo dar solidez a cada uno de nuestros proyectos e inversiones. La modernización de nuestros canales de atención y contacto con nuestros clientes, los paneles de grandes clientes y el relacionamiento con organizaciones vecinales y comunidades dan cuenta de este esfuerzo permanente.

Durante 2014 logramos plasmar un avance muy significativo en la calidad del servicio que entregamos a lo largo de todos los territorios donde operamos, y prueba de ello es que nos ubicamos en el 2° lugar en el Ranking de Calidad de Servicio que publica anualmente la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Nuestro crecimiento actual se expresa a través de nuestros más de 770 mil clientes en distribución, en 5 regiones del país, quienes nos desafían permanentemente a ir un paso adelante sin perder nuestra esencia y visión.

Bajo estas convicciones, hicimos historia en 2014 al llegar al Norte Grande del país, en particular al Desierto de Atacama. El objetivo fue cumplir con un desafío de Estado para Chile y una prioridad para el European Southern Observatory (ESO): conectar el mayor complejo astronómico, Armazones Paranal. Con una inversión estimada de US\$12,5 millones, la nueva línea de transmisión (66 kV) entrará en operación hacia fines de 2017. Adicionalmente, en el mes de septiembre el Grupo Saesa firmó un contrato para la construcción y operación de una nueva línea de transmisión de 70 kilómetros en 220 kV, para el abastecimiento de Minera Escondida, para lo cual se creó la empresa Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN).

Nuestros progresos son el reflejo del trabajo comprometido de nuestras personas. 889 trabajadores y más de 3.200 contratistas, son un pilar fundamental para nuestra empresa. Su seguridad, bienestar y satisfacción es una prioridad, la cual se vio reflejada en el avance que obtuvimos en 2014 en el Ranking Great Place To Work, ocupando el puesto 34 entre las mejores empresas para trabajar en Chile, lo que nos enorgullece.

En el marco del legítimo interés por entregar herramientas de resguardo a nuestros trabajadores, es que durante este año, y de acuerdo a la Ley N°20.393 que regula la responsabilidad penal de las personas jurídicas en los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y delitos de cohecho, se implementó un modelo de prevención para la Compañía certificado por Feller Rate en el mes de noviembre del 2014.

La sustentabilidad seguirá estando en el centro de nuestros proyectos. Es por eso que hemos hecho propio el compromiso de respaldar el desarrollo energético de Chile, a través de la viabilización de proyectos de Energías Renovables No Convencionales, mediante la construcción de redes de transmisión y subtransmisión. A la fecha hemos logrado conectar 25 proyectos que aportan al desarrollo energético del país.

En materia de Responsabilidad Social y Comunidades hemos seguido adelante con nuestro programa en 2 ejes: Educación y Deporte. 10 liceos entre Bío Bío y Aysén formaron parte del Programa de Liceos Eléctricos; más de 1500 alumnos de sectores rurales fueron beneficiados con la campaña A la Escuela con Energía; apoyamos el aprendizaje de lectura de 1000 niños en La Araucanía; en el basquetbol, 16 clubes uniendo 3 regiones potenciaron este deporte a través de la Liga Saesa y más de un millar de deportistas de la Región de Aysén participaron en la 2da Corrida Edelayen, por nombrar sólo algunas actividades.

El 2014 fue un año importante en términos de los resultados para la compañía, que se ve reflejado en un total de inversiones ejecutadas superior a los \$ 43.600 millones, al que se suma un plan de inversiones futuras que permitirá seguir creciendo en el servicio que entregamos. Todo ello se ha traducido además en una mejora del 9,3% en el EBITDA de la Grupo Saesa, totalizando \$80.358 millones y una mejora del 6,2% en su Resultado Operacional.

Nuestro compromiso es seguir avanzando con fuerza, diversificando nuestro negocio en todo ámbito del mercado eléctrico, pero por sobre todo manteniendo un norte claro: las personas y la sustentabilidad en cada una de nuestras iniciativas.

Invito a ustedes a revisar en detalle el desempeño del Grupo Saesa en el año 2014,

Un saludo afectuoso,



Jorge Lesser García-Huidobro

Presidente Grupo Saesa

Visión Corporativa

Visión

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

Misión

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

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

Valores Corporativos

Pasión por el cliente: **Parte de nuestro ADN**

Nos apasiona el desafío de brindar satisfacción a nuestros clientes.

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

Seguridad: **Intransable**

Cuidamos de nosotros y de los demás.

Trabajamos con altos estándares de seguridad.

Vivimos la seguridad en nuestro actuar y nuestras decisiones.

Eficiencia: **Clave en nuestro quehacer**

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

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

Integridad: **Hacemos lo correcto**

Actuamos con transparencia, honradez y rectitud.

Valoramos a las personas y les damos un trato respetuoso.

Identificación de la Sociedad

Razón Social	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	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaesa.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades	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

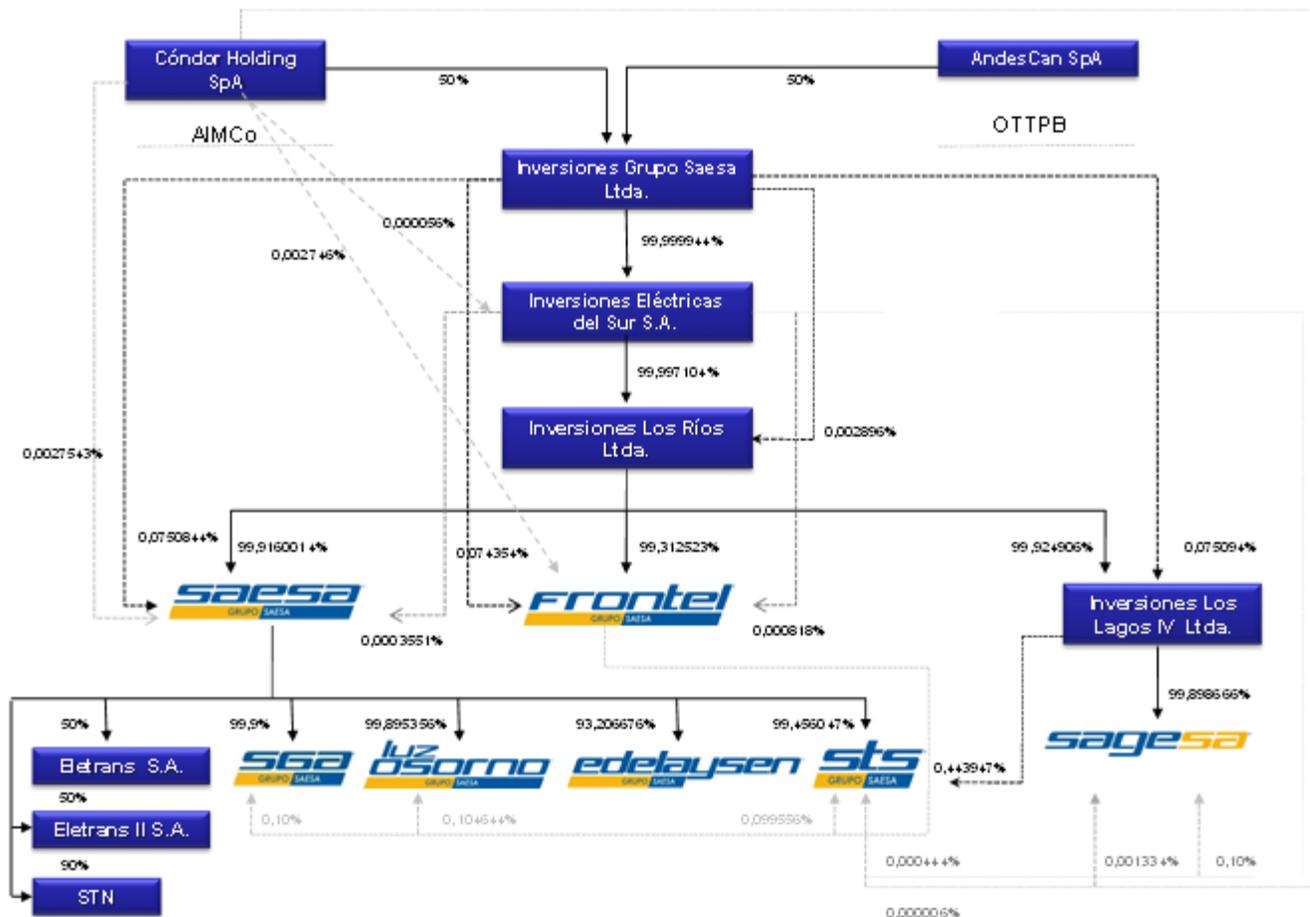
	MM\$	MM\$
	2014	2013
Ingresos	27.697	24.630
Margen Bruto	27.398	24.078
Ganancia	15.084	12.711
Activos	159.753	156.157
Pasivos	71.887	81.358
Patrimonio	87.866	74.799
Inversiones	16.604	20.443
EBITDA	21.990	19.597

Antecedentes Operacionales

	2014	2013
Trabajadores	70	72
Instalaciones propias		
Líneas AT 110-66 kV(km)	717	717
MVA Instalados 220-110-66 kV	730	690
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	918	823
Instalaciones de Terceros operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)		273
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV		207

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2014 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.

Los accionistas de las sociedades Cónдор Holding SpA y AndesCan SpA, son sociedades extranjeras que tienen relación con fondos de inversión, por lo que no es posible identificar a las personas naturales que están detrás de las mismas.

Propiedad y Control

Los accionistas de STS al 31 de diciembre de 2014 son 5:

	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%

Durante el año 2014, no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie "A", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie "B", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de mayo de 2012.

Acuerdos Conjuntos

A nivel de la controladora de la Sociedad, existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con fecha 24 de julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios; estos contemplan entre otras materias, ciertas limitaciones a la libre disposición de las acciones en dicha Sociedad. A su vez, Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuenta con pacto de accionistas celebrado el 22 de junio de 2012, el cual contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones.

Gobierno Corporativo

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

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

Directorio

En el año 2014 el Directorio de la Sociedad, se compone de ocho integrantes. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2014, sólo se cuenta con la participación de 7 miembros debido a la renuncia de uno de ellos. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

Presidente	Jorge Lesser García-Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín / Abogado / 4.556.889-K
	Ben Hawkins / Maestría en Administración de Empresas / Extranjero
	María Morsillo / Ingeniero Bachiller en Ciencias / Extranjera
	Christopher Powell / Ingeniero Bachiller en Ciencias / Extranjero

Además, los siguientes miembros han formado parte del Directorio durante los últimos dos años:

Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha cesación
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30-04-2014	06-08-2014
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Olivia Steedman	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	26-04-2012	30-04-2013

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial Rut 9.987.057-5 / Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado Rut 8.955.392-K / Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.256.279-8 / Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012
Gerente Generación y Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.151.086-7 / Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 1 de enero 2013
Gerente Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 10.784.472-4 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial Rut 13.117.638-4 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente Desarrollo Nuevos Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial Rut 7.667.414-0 / Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial Rut 12.752.648-6 / Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013

Subgerente Prevención de
Riesgos

Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos

Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013

Auditoría Interna

Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor

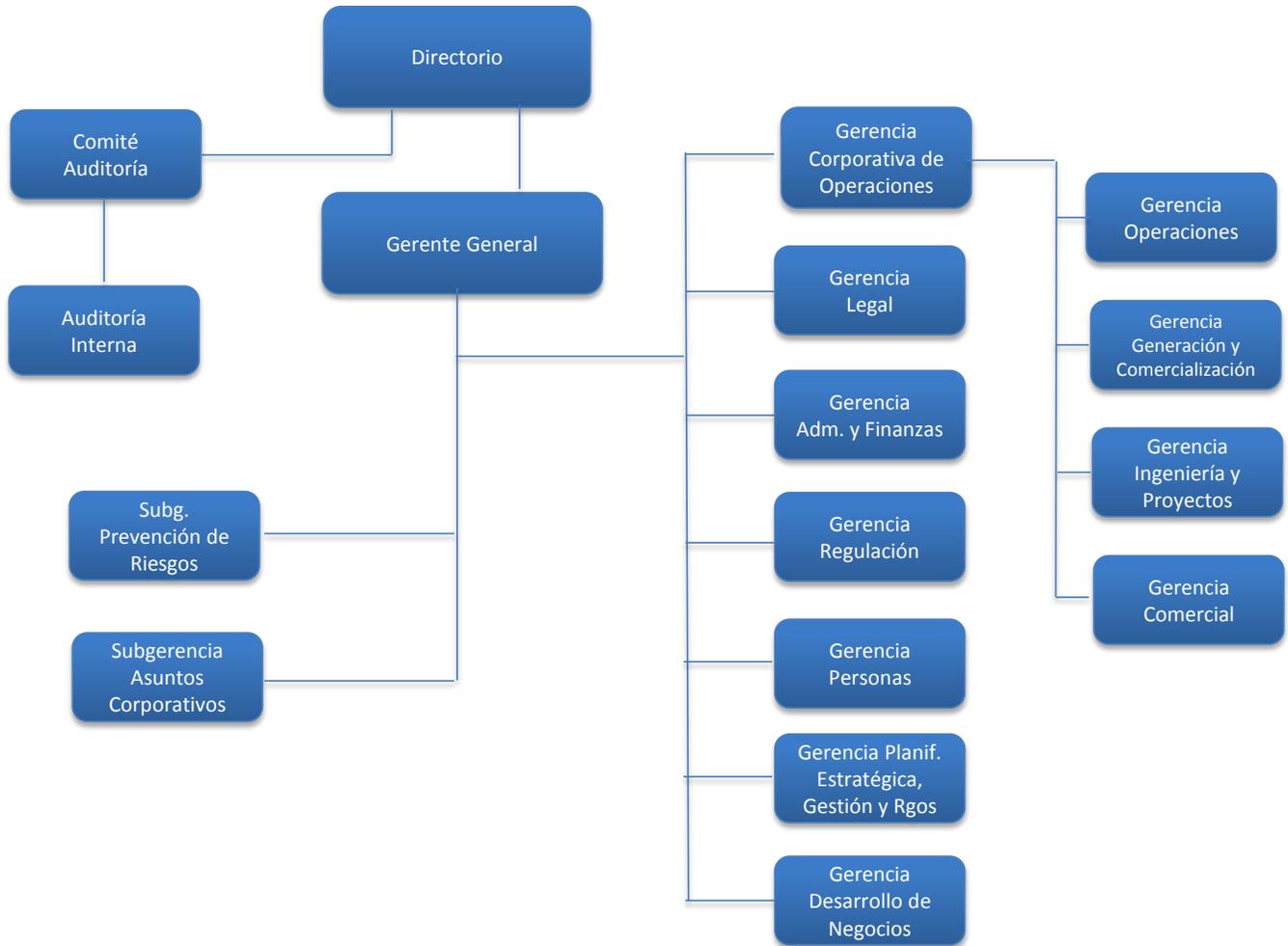
Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 1 de enero de 2009

Subgerente Asuntos
Corporativos

Lorena Mora Sanhueza / Periodista

Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 1 de julio de 2012

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

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

EXCELENCIA OPERACIONAL

Durante el año 2014, el crecimiento marcó el quehacer del Grupo Saesa. Las ventas de energía a nuestros clientes aumentaron en un 5,5% respecto al año anterior, muy superior al SIC (Sistema Interconectado Central), el cual creció sólo un 2,5%. Ello se explica en parte por el crecimiento de la demanda de nuestros clientes residenciales, superior al 6% en el año, y por la reducción en las pérdidas de energía.

Por otro lado, nuevos desafíos dan cuenta de la llegada del Grupo Saesa hasta el norte del país, con el inicio de la construcción de la línea de Transmisión 2x220 kV Enlace - O'Higgins, Subestación Enlace y Seccionamiento Línea Angamos destinada a evacuar la central de generación Kellar (500 MW), perteneciente a BHP Billiton, y asimismo el suministro de energía en la región de Antofagasta a los observatorios ESO, Paranal - Armazones.

El compromiso de empresa socialmente responsable está presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero:

VINCULACIÓN CON LA COMUNIDAD

La piedra angular del compromiso de Responsabilidad Social Empresarial del Grupo Saesa es la calidad y continuidad de su servicio. Más allá de aquello, se ha ocupado de contribuir a la sociedad local por medio de diversos programas y acciones sociales.

La Sociedad junto a su matriz Saesa, desarrollan actividades como:

- El Programa de Conexión de Sedes Sociales logró conectar en 2014 a 10 sedes, beneficiando a más de 600 familias; todas de sectores rurales y vulnerables.
- La campaña A la Escuela con Energía, en su 5to año de implementación llegó con útiles escolares y equipamiento audiovisual a 24 escuelas en 23 comunas de las regiones X y XI.
- El Programa de Liceos Eléctricos benefició en 2014 a alumnos liceanos de tercero y cuarto medio, pertenecientes a 5 establecimientos de Paillaco, Osorno, Puerto Montt, Castro y Coyhaique. Esto es llevado a cabo en conjunto con los docentes y trabajadores voluntarios de la la empresa, haciendo clases en sala y terreno.

MEDIOAMBIENTE

El compromiso por una adecuada disposición final de desechos que pueden afectar el entorno, hizo trasladar 158 toneladas de residuos peligrosos líquidos y sólidos hasta plantas de tratamiento.

Las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que forma parte de la misión de mantener las redes despejadas para asegurar la continuidad del suministro eléctrico, así como el despeje de faja para la

construcción de nuevas redes, llevan a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2014, se reforestaron 19,8 hectáreas de bosques.

NUESTRAS PERSONAS

La Gerencia de Personas realiza cada año un amplio plan de acciones dedicadas a sus trabajadores, enfocadas especialmente en su desarrollo personal, profesional, y familiar.

En 2014, la encuesta de clima organizacional obtuvo un 84% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la Empresa quedó ampliamente comprobado con los 8 puestos que el Grupo Saesa avanzó en el Ranking Great Place To Work, donde ocupó el puesto 34 entre las mejores empresas para trabajar en Chile.

Las continuas acciones solidarias y de apoyo a la comunidad y el genuino interés de los trabajadores por destinar su tiempo a acciones sociales, llevaron a la compañía a crear el Voluntariado Corporativo, instancia que financia las actividades que los trabajadores organizan en pos de sus comunidades locales.

Más de 3.200 contratistas contribuyen hoy a los objetivos de toda la Compañía, para quienes se ejecuta un Programa de Desarrollo de Proveedores. Este programa tiene como objetivo apoyar proyectos que busquen mejorar la calidad y productividad de sus proveedores y contratistas, especialmente aquellos más estratégicos. Es para estos últimos particularmente que la empresa ejecuta acciones de reconocimiento y programas de apoyo, capacitación en seguridad, y su implementación.

El Día del Liniero es celebrado anualmente en el Grupo Saesa cada 21 de septiembre. Como una manera de destacar su labor comprometida y arriesgada, durante ese día, en cada zonal se llevaron a cabo emotivas ceremonias y premiaciones.

El clima organizacional es un desafío permanente y a través del programa Saesa Activo lo seguimos potenciando. Su esencia es la “Energía Positiva”, que concentró actividades como Nuestros hijos nos visitan, Vivamos el mundial, Celebraciones de días especiales, Navidad de los niños, Masajes laborales, entre otros.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

Los riesgos del trabajo con electricidad, en altura y con desplazamientos frecuentes y muchas veces a largas distancias, han sido plenamente identificados. La Subgerencia de Prevención de Riesgos desarrolló el Sistema de Gestión Macro, que concentra una serie de acciones con un solo fin, cual es anclar la cultura de seguridad en todos los ámbitos del quehacer de la Compañía.

Se realizan actividades preventivas, talleres y charlas, donde cuentan además con una plataforma digital de control y una plataforma de e-learning para procedimientos técnicos e inducción al personal nuevo.

La campaña de seguridad Estoy Seguro, permitió posicionar el autocuidado a nuestros trabajadores y contratistas, e intervenir las instalaciones con una mirada enfocada en la prevención.

Esta Subgerencia tuvo desarrollos importantes en materia preventiva, como la nueva Plataforma de Control de Velocidad, impactando fuertemente en la disminución de accidentes de tránsito en un 60% en relación al año anterior.

El conjunto de acciones y planes implementados por la Subgerencia de Prevención de Riesgos ha llevado a que los resultados en esta materia hayan mejorado notoriamente, lo que se traduce en una disminución de un 50% y 42%, en los indicadores de frecuencia y gravedad de accidentes, respectivamente.

GRANDES OBRAS

La calidad de servicio y el desarrollo de la matriz energética a través de nuevas redes para evacuación de centrales, han dado paso a la construcción de obras significativas durante 2014.

Subestación Alto Bonito

Al sur poniente de la ciudad de Puerto Montt, en el Km 1.031 de la Ruta 5 Sur, sector Chiquihue Alto, se construyó la nueva Subestación de Transformación 110/23kV, denominada Alto Bonito. En su primera etapa, esta subestación consideró la instalación de un Transformador de Poder de 30 MVA y 2 alimentadores en 23kV, la que se conectará a la línea de 110kV Melipulli - Los Molinos, en forma de seccionamiento. Adicionalmente, se construyó un patio de 110 kV, un patio de transformación, un patio de 23 kV, instalaciones comunes, malla a tierra, sistemas de control, protección, medida y comunicación, cuya inversión alcanzó a MM\$ 2.000, con su puesta en servicio el 30 de noviembre del año 2014.

Subestación Los Tambores

Los beneficios de este proyecto se traducen en mejorar la calidad de servicio de los clientes de la comuna de Río Bueno y La Unión, duplicar la confiabilidad del sistema, permitir mayor respaldo y flexibilidad en caso de contingencia, además de suministrar 6 MVA de potencia requerida por la Nueva Planta Colún en la comuna de la Unión.

Las obras consistieron en la construcción de una subestación primaria tipo I 66/23kV, 16 MVA, con 2 alimentadores de 23 kV, más un tramo de línea AT 66 kV para conexión en Tap-Off al circuito N°1 de la actual línea 66 kV Pilauco - La Unión, con un monto de inversión de MM\$1.700.

Esta obra se puso en servicio a mediados del mes de octubre de 2014.

GESTION COMERCIAL

El 2014 marcó un cambio en la gestión hacia nuestros clientes, tanto en eficiencia como en calidad de atención y manera de relacionarnos con ellos.

A nivel de grandes clientes, en la sociedad se implementó el servicio de carga desconectable, lo que permite generar ahorros de energía para los clientes; este modelo que será replicado en Frontel durante el año 2015.

Se diseñó una solución de grupos electrógenos de respaldo 100% móviles para clientes cuyas potencias instaladas superen 400 kW de capacidad; esto constituye una innovación en este servicio que a diferencia del tradicional, puede ser contratado por períodos menores, al no haber inversiones en pérdidas por paralización de operaciones del cliente.

Junto a lo anterior, se emprendió un plan de vinculación con los grandes clientes de las distintas zonas de concesión a través de paneles virtuales, los cuales sirvieron para mantenerlos informados de las novedades del sector eléctrico.

El retail experimentó un 20% de incremento en las ventas respecto al año anterior, explicado por mantener una propuesta de valor altamente atractiva para los clientes residenciales que se tradujo en ofrecer productos y servicios de alta calidad, facilitar la atención en oficinas con ampliación de horario, además de una adecuada sintonía entre las áreas centrales y zonales con sistemas eficientes de control y monitoreo.

Buscando la modernización del servicio, se facilitó el pago del servicio a través de medios externos, y se implementaron medidores de filas en las principales oficinas y módulos de autoservicio.

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).

2013: En el mes de diciembre entró en servicio el denominado proyecto Chiloé que completó la ampliación de las instalaciones de 110 a 220 kV y aumento de la capacidad de suministro hacia la Isla Chiloé de 55 a 110 MVA.

2014: Durante el año se han realizado inversiones por \$16.604 millones.

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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

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

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

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

Generación eléctrica

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

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

- a) Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- b) Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje por el uso de los sistemas de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

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

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelaysen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

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.

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 los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N° 14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de Abril de 2013.

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.

Durante el año 2014, STS realizó inversiones por \$16.604 millones, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

STS representa un 15,2% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

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

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

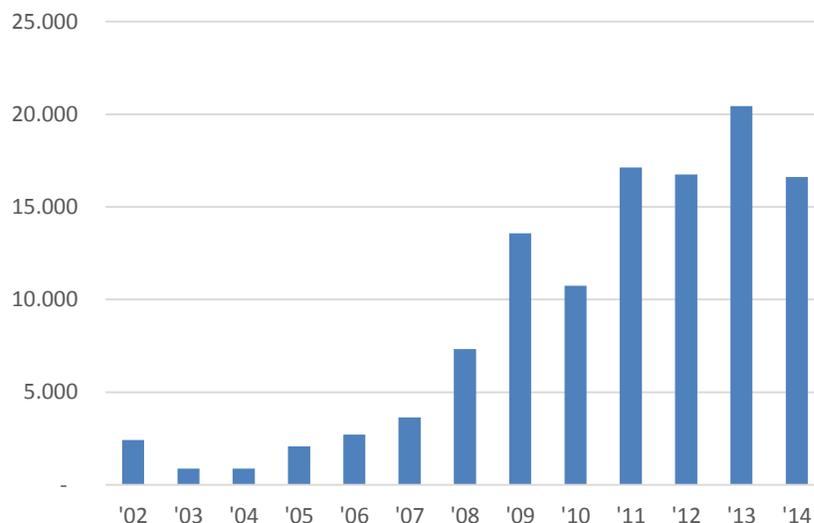
Clientes principales

Durante el ejercicio 2014, la sociedad, empresa dedicada principalmente a la transmisión, el 95% de los ingresos los concentra Endesa y Colbún, con un 39% y 35 % respectivamente. Por otro lado, ningún proveedor concentra por sí solo al menos el 10% total de las compras.

Inversiones

STS realiza un plan quinquenal de inversiones. El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Saesa y sus filiales para el próximo periodo bordea los MM\$ 20.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2014 fue de aproximadamente \$ 16.000 millones.



Propiedades e Instalaciones

A continuación se indican las principales propiedades de la Sociedad, de las cuales es titular del dominio y no se encuentran bajo leasing financiero u operativo:

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
STS	Subestacion Melipulli	Puerto Montt	240 MVA
	Subestacion Antillanca	Puyehue	180 MVA
	Subestacion Valdivia	Valdivia	120 MVA
	Subestacion Pilauco	Osorno	120 MVA
	Subestacion Chiloé	Ancud	90 MVA
	Subestacion Osorno	Osorno	70 MVA
	Subestacion Picarte	Valdivia	60 MVA
	Subestación Cholguán	Cholguán	50 MVA
	Subestación La Unión	La Unión	42 MVA
	Subestacion Degan	Cruce Dalcahue, Chiloé	40 MVA
	Subestación Barro Blanco	Osorno	30 MVA
	Otras Subestaciones	Distintas localidades entre las Provincias de Ñuble y Chiloé	606 MVA

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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N° 3 punto 3.3 Marco Regulatorio).

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

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

b) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N° 14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N° 14. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron un aumento en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad y filiales de aproximadamente un 3,1% (base 2013).

Mediante Resolución Exenta N° 754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N° 93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de Diciembre.

Mediante Resolución Exenta N° 648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N° 697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N° 711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentarán los resultados de los estudios se realizarán durante enero 2015.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuible es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2014 asciende a M\$15.084.219.

Dividendos

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

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
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 2014 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 2014 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	13.694.783
Ganancias (pérdidas) acumuladas	78.451.635
Otras reservas	245.079
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	92.391.497

Directorio

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

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, María Morsillo y Christopher Powell, han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	Año 2014	Año 2013
Jorge Lesser G.	1.434	1.240
Iván Díaz M.	1.434	1.240
Total	2.868	2.480

Durante el año 2014 y 2013, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2014 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

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

Ejecutivos principales

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los principales ejecutivos de la Sociedad durante el ejercicio 2014:

MM\$	Año 2014	Año 2013
Remuneraciones	69	38
Incentivos variables	28	13
Totales	97	51

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

MM\$	Año 2014	Año 2013
Remuneraciones	69	38
Incentivos variables	28	13
Totales	97	51

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

Hechos Relevantes

Durante el año 2014, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 9 de abril, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Directores de la Sociedad de los señores Stacey Purcell y Kevin Roseke y además, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 30 de abril de 2014 y someter a aprobación de los señores accionistas, un acuerdo de no repartir dividendos para el periodo.

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

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

En sesión de Directorio celebrada con fecha 6 de agosto, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Juzar Pirbhai.

Declaración de Responsabilidad

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



Jorge Lesser G / 6.443.633-3
Presidente



Iván Díaz – Molina / 14.655.033-9
Vicepresidente



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
Director Titular



Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-k
Director Titular



María Morsillo / Extranjera
Director Titular



Ben Hawkins / Extranjero
Director Titular



Christopher Powell / Extranjero
Director Titular



Francisco Alliende A. / 6.379.874-6
Gerente General

Estados Resumidos

Sistema de Transmisión del Sur S.A. - STS

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.512.843	17.104.745
Activos No Corrientes	151.239.976	139.052.311
Total Activos	159.752.819	156.157.056

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	50.771.519	62.026.039
Pasivos No Corrientes	21.115.069	19.332.375
Total Pasivos	71.886.588	81.358.414
Total Patrimonio Neto	87.866.231	74.798.642
Total Patrimonio Neto y Pasivos	159.752.819	156.157.056

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Margen Bruto	27.397.527	24.077.706
Ganancia Antes de Impuesto	18.342.022	15.573.930
Impuesto a las Ganancias	(3.257.803)	(2.863.334)
Ganancia	15.084.219	12.710.596

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
M\$		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	25.899.143	22.808.805
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(19.080.589)	(26.995.916)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(10.122.849)	7.341.323
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(4.010)	(6.378)
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(3.308.305)	3.147.834
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	3.389.312	241.478
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año	81.007	3.389.312

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2014 y 2013)

	31-dic-2014	31-dic-2013
	Total Cambios en Patrimonio Neto	Total Cambios en Patrimonio Neto
M\$		
Saldo Inicial al 01/01/2014	74.798.642	63.476.604
Total de Cambios en Patrimonio	13.067.589	11.322.038
Saldo Final al 31/12/2014	87.866.231	74.798.642

Estados Financieros

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 el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha 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 instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en la Nota 2 a los estados financieros. La Administración también es responsable por 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría 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 de 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 a 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 sobre la base regulatoria de contabilización

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 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

Base de contabilización

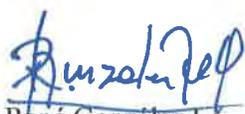
Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describe en Nota 2. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros al 31 de diciembre de 2013 de Sistema de Transmisión del Sur S.A. adjuntos, preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera y en nuestro informe de fecha 18 de marzo de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros.



Marzo 11, 2015
Concepción, Chile



René González L.
12.380.681-6

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Situación Financiera
 Al 31 de diciembre 2014 y 2013
 (En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	81.007	3.389.312
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	5	7.069.559	12.424.464
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6	58.609	3.899
Inventarios corrientes	7	1.018.005	847.219
Activos por impuestos corrientes, corriente	8	54.244	232.540
Otros Activos no Financieros, corrientes		231.419	207.311
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		8.512.843	17.104.745
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	9	5.479.871	7.618.239
Otros activos no financieros no corrientes		59.429	59.430
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	482.777	71.033
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	10	2.261.488	1.925.293
Propiedades, planta y equipo	11	139.085.990	126.270.078
Activos por impuestos diferidos	12	3.870.421	3.108.238
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		151.239.976	139.052.311
TOTAL ACTIVOS		159.752.819	156.157.056

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre 2014 y 2013

(En miles de pesos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	3.561.189	4.580.489
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6	45.762.517	53.396.079
Otras provisiones corrientes	15	31.618	234.515
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	8	115.251	2.655.373
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	15	522.017	490.771
Otros pasivos no financieros corrientes	16	778.927	668.812
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		50.771.519	62.026.039
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		50.771.519	62.026.039
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por impuestos diferidos	12	8.773.544	7.291.349
Otros pasivos no financieros no corrientes	16	11.849.500	11.668.624
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	15	492.025	372.402
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		21.115.069	19.332.375
TOTAL PASIVOS		71.886.588	81.358.414
PATRIMONIO			
Capital emitido	17	13.694.783	13.694.783
Ganancias acumuladas	17	73.926.369	60.811.252
Otras reservas	17	245.079	292.607
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		87.866.231	74.798.642
Participaciones no controladoras		-	-
TOTAL PATRIMONIO		87.866.231	74.798.642
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		159.752.819	156.157.056

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales Ganancia	Nota	01-01-2014 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	18	26.167.971	23.283.611
Otros ingresos	18	1.529.040	1.346.347
Materias primas y consumibles utilizados	19	(299.484)	(552.252)
Gastos por beneficios a los empleados	20	(1.502.368)	(1.376.282)
Gasto por depreciación y amortización	21	(3.474.778)	(2.995.825)
Otros gastos, por naturaleza	22	(3.905.628)	(3.104.765)
Otras ganancias (pérdidas)		20.972	(1.580)
Ingresos financieros	23	821.558	410.719
Costos financieros	23	(1.534.555)	(1.617.736)
Diferencias de cambio	23	(4.012)	10.120
Resultados por unidades de reajuste	23	523.306	171.573
Ganancia, antes de impuestos		18.342.022	15.573.930
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	12	(3.257.803)	(2.863.334)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		15.084.219	12.710.596
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		15.084.219	12.710.596

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos - M\$)

Estados de Otros Resultado Integral	NOTA	01-01-2014 al 31-12-2014 M\$	01-01-2013 31-12-2013 M\$
Ganancia		15.084.219	12.710.596
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	15	(65.107)	6.142
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		(65.107)	6.142
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		-	32.341
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		-	32.341
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	17.579	(1.229)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		17.579	(1.229)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	12		(6.468)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		-	(6.468)
Otro Resultado Integral		(47.528)	30.786
Resultado Integral Total		15.036.691	12.741.382

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2013	13.694.783	-	-	-	-	-	(8.266)	300.873	292.607	60.811.252	74.798.642	-	74.798.642
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	13.694.783	-	-	-	-	-	(8.266)	300.873	292.607	60.811.252	74.798.642	-	74.798.642
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.084.219	15.084.219	-	15.084.219
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(47.528)	-	(47.528)	-	(47.528)	-	(47.528)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.036.691	-	15.036.691
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(712.087)	(712.087)	-	(712.087)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.257.015)	(1.257.015)	-	1.257.015
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(47.528)	-	(47.528)	13.115.117	13.067.589	-	13.067.589
Saldo Final al 31/12/2014	13.694.783	-	-	-	-	-	(55.794)	300.873	245.079	73.926.369	87.866.231	-	87.866.231

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2012	13.694.783	-	-	-	-	(25.873)	(13.179)	300.873	261.821	49.520.000	63.476.604	-	63.476.604
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	13.694.783	-	-	-	-	(25.873)	(13.179)	300.873	261.821	49.520.000	63.476.604	-	63.476.604
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.710.596	12.710.596	-	12.710.596
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	25.873	4.913	-	30.786	-	30.786	-	30.786
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.741.382	-	12.741.382
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.419.344)	(1.419.344)	-	(1.419.344)
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	-	-	-	-	-	25.873	4.913	-	30.786	11.291.252	11.322.038	-	11.322.038
Saldo Final al 31/12/2013	13.694.783	-	-	-	-	-	(8.266)	300.873	292.607	60.811.252	74.798.642	-	74.798.642

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.
Estados de Flujos de Efectivo Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo directo	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		44.062.558	27.035.002
Otros pagos por actividades de operación		-	1.652
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(11.797.304)	(2.109.268)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.398.499)	(1.645.891)
Otros pagos por actividades de operación		(138.468)	(115.690)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(3.829.144)	(368.014)
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	12.666
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		25.899.143	22.808.805
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(19.134.462)	(27.176.533)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		53.873	180.617
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(19.080.589)	(26.995.916)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		-	10.500.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	10.500.000
Préstamos de entidades relacionadas		7.478.000	27.174.481
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		-	(19.500.000)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(14.935.027)	(8.629.062)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.665.822)	(2.204.096)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(10.122.849)	7.341.323
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(3.304.295)	3.154.212
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(4.010)	(6.378)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(4.010)	(6.378)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(3.308.305)	3.147.834
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		3.389.312	241.478
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	81.007	3.389.312

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.

Notas a los Estados Financieros
Al 31 de Diciembre de 2014 y 2013
(En miles de pesos - M\$)

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.

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 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.

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

La fusión mencionada fue 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.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Entidades Informantes con el número 269 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

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, 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 al 31 de diciembre de 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). 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 2014:

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
NIC 32, Instrumentos Financieros: Presentación – Aclaración de requerimientos para el neteo de activos y pasivos financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
Entidades de Inversión – Modificaciones a NIIF 10, Estados Financieros Consolidados; NIIF 12 Revelaciones de Participaciones en Otras Entidades y NIC 27 Estados Financieros Separados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 36, Deterioro de Activos- Revelaciones del importe recuperable para activos no financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 39, Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición – Novación de derivados y continuación de contabilidad de cobertura	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014
NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014
CINIIF 21, Gravámenes	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Contabilización de las adquisiciones por participaciones en operaciones conjuntas (enmiendas a NIIF 11)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Agricultura: Plantas productivas (enmiendas a la NIC 16 y NIC 41)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016

La Sociedad no ha aplicado estos pronunciamientos en forma anticipada y se encuentra evaluando los impactos que podrían generar las mencionadas normas y modificaciones en sus estados financieros en el momento de su adopción.

2.3 Cambio Contable

La Superintendencia de Valores y Seguros, en virtud de sus atribuciones, con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas a registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio, las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780.

Este pronunciamiento difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio. Esta instrucción emitida por la SVS significó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera adoptada hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados por un importe de M\$1.257.015 que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año (Ver Nota 17.1.4).

2.4 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en estos estados financieros preparados según lo indicado en nota 2.1.

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

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

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También 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

Los presentes Estados Financieros comprenden los siguientes:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Resultados Integrales y de Otros Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Flujos de Efectivo Directos por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

2.5 Bases de preparación

Los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"), excepto por lo señalado en el Oficio Circular N° 856 de la SVS del 17 de Octubre de 2014 (Ver nota cambio contable 2.3). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 11 de marzo de 2015. Los Estados Financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés). 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).

2.6 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.7 Bases de conversión

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

Asimismo, al cierre de cada año, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de la Sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

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

	31.12.2014 \$	31.12.2013 \$
Dólar Estadounidense	606,75	524,61
Unidad de Fomento	24.627,10	23.309,56

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 y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	593.109	961.385
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	4,21%	6,03%

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$800.535 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 y a M\$692.263 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013 (Ver Nota 20).
- 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 corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y Equipos:	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
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 amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.10.3 Costos de investigación y desarrollo

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

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

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 cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el balance. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas por cobrar no corrientes.

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

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

2.11.2 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, con vencimiento de hasta tres meses 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 de situación financiera y se imputan a resultados en el rubro "Ingresos de actividades ordinarias" del estado de resultados integrales 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 de situación financiera 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

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las

pérdidas y ganancias producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del año.

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 2,86% anual real, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.16 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 año, se define como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del año, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones o agregados.

Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigencia cuando los activos se recuperen y los pasivos se liquiden.

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

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías compradas o intangibles de carácter perpetuo y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, 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, de acuerdo a NIC 12.

Lo anterior con excepción de la aplicación en el año 2014 del Oficio Circular N° 856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), el 17 de octubre de 2014, el que establece que las diferencias en pasivos y activos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la

Ley 20.780 (ver párrafos siguiente), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio (ver nota Cambio Contable).

El 29 de septiembre de 2014, el Honorable Congreso Nacional ha dado su aprobación al Proyecto de Ley N°20.780 que modifica el Sistema de Tributación en Chile e introduce diversos ajustes al sistema tributario. Entre otros cambios, a partir del 1 de enero de 2017 la Reforma propone dos sistemas tributarios distintos, que si bien mantienen características de integrado, se diferencian en la tasa de impuesto de primera categoría final y en la oportunidad de pago de los impuestos terminales (impuesto global complementario o adicional).

Uno de ellos es el Sistema Atribuido, que incrementa las tasas de Impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25% en 2017 en adelante. El otro es el Sistema Parcialmente Integrado que incrementa las tasas de impuesto de primera categoría en 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24,0% en 2016, 25,5% en 2017 y 27% en 2018 en adelante. La Sociedad ha optado preliminarmente por el Sistema Parcialmente integrado, lo que no implica que no pueda cambiar su decisión en el futuro. La decisión final debe ser tomada en Junta Extraordinaria de Accionistas (2/3 de quorum), durante el último trimestre de 2016.

2.18 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al término del período. 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 año atribuible a la Sociedad y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante el mismo período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de alguna sociedad filial si en alguna ocasión fuera el caso. La Sociedad no ha realizado ningún tipo de operación de potencial efecto dilusivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente a la ganancia básica por acción.

2.20 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 años.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem "Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora" del Estado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. 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 año, determinados por el método directo. En estos estados de flujos de efectivo se utilizan las siguientes expresiones:

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.



- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** 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 que tiene las siguientes funciones:

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

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

3.1 Generación eléctrica

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

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

- Mercado de los grandes clientes:** A este grupo pertenecen aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, agregando el peaje por el uso de los sistemas de subtransmisión. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

El precio obtenido de las licitaciones de suministro al que las generadoras venden energía a las distribuidoras está establecido por contratos de largo plazo entre las partes. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010.

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

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de Edelaysen, existe una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

3.2 Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3 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. A las modificaciones a la Ley, y que tuvieron un positivo impacto en el sector, 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"), se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

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 (nuevo régimen tarifario en Sistemas Medianos, introduce el concepto de servicio complementario como aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos tales como la regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc. y la modificación a la banda entre precios de nudo clientes libres) y en el transporte de electricidad (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y peajes de distribución). Adicionalmente, reduce el límite de tamaño de potencia conectada para que los clientes finales puedan optar por un régimen libre de precios y adicionalmente introduce la figura del Panel de Expertos como 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.

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. En ese sentido, los principales cambios introducidos dicen relación con que las distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para ello deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Adicionalmente, las distribuidoras no podrán traspasar a sus clientes regulados precios a nivel de generación-transporte que sobrepase en más de un 5% el precio promedio de compra del sistema. Asimismo, los niveles de precios se actualizarán cada vez que algún precio de compra experimente una variación superior al 10%. Por otra parte, los generadores tendrán la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.3.4 Ley Tokman

En septiembre de 2007, se publica la Ley N° 20.220 que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos, ante el término anticipado de contrato de suministro o la quiebra de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

3.3.5 Ley ERNC

En abril de 2008, se publica la Ley N° 20.257 que introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de Energías Renovables No Convencionales.

3.3.6 Ley que crea el Ministerio de Energía

En diciembre de 2009, se publica la Ley N° 20.402 que crea el Ministerio de Energía, estableciendo modificaciones al DL N° 2.224, de 1978 y a otros cuerpos legales.

3.3.7 Ley Net Metering

En marzo de 2012, se publica la Ley N° 20.571 que fomenta la generación distribuida residencial.

3.3.8 Ley de Concesiones

Durante octubre de 2013 se publicó la Ley N° 20.701, que modifica una serie de procesos administrativos de forma de hacer más expedito la obtención de concesiones.

3.3.9 Ley de Licitación de ERNC

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

3.3.10 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

Durante febrero de 2014 se publicó la Ley N° 20.726, que modifica la LGSE, con el fin de promover la interconexión de sistemas eléctricos independientes.

3.3.11 Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del 2014, en el Congreso permanecía sin tramitación por casi un año el proyecto de ley conocido como la “Ley de Carretera Eléctrica”, que establece zonas de interés nacional para el desarrollo de líneas de transmisión para la evacuación de centrales eléctricas entre otros.

A mediados de mayo del 2014, el Gobierno dio a conocer la “Agenda Energética” mediante la cual establece los pilares en que se sustentará su política energética, que incluye además las metas, objetivos establecidos y una agenda legislativa para modificaciones a la normativa vigente y puesta al día de varios Reglamentos. Dentro de los aspectos de mayor relevancia legislativa en materia de electricidad se encuentran los siguientes:

- Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados;
- Creación de nueve SEREMIS de Energía en las regiones del país donde hoy no existen;
- Modificaciones al marco legal de los sistemas de transmisión eléctrica;
- Ley de Eficiencia Energética;
- Ley de Impulso a la Geotermia;
- Modernización y Fortalecimiento de la SEC;
- Cambio al marco regulatorio de los Sistemas Medianos de Magallanes y Aysén.

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

A mediados de septiembre, el Ejecutivo ingresó al Congreso una iniciativa legal que Introduce modificaciones a la LGSE, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios, relacionadas con:

- Rol del licitante y de la autoridad;
- Licitaciones de corto y largo plazo;
- Precio máximo de ofertas y revisión de precios;
- Flexibilidad para postergar el inicio del suministro;
- Flexibilidad para el criterio de evaluación de ofertas;
- Suministro sin contrato;
- Límite Clientes Regulados: sube de 2.000 a 5.000 KW.

3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”)**: Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.
- b) **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”)**: Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) **Ministerio de Energía**: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y subtransmisión y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.
- e) **Panel de Expertos**: Órgano permanente creado para la resolución de conflictos (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.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Saldo en Bancos	11.482	21.472
Otros instrumentos de renta fija	69.525	3.367.840
Totales	81.007	3.389.312

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a fondos mutuos, inferior a tres meses desde la fecha de inversión, 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 de los Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
STS	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	69.526	-
STS	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	682.347
STS	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	-	1.003.505
STS	Scotia Adm. General de FM S.A.	Fondos Mutuos	-	273.116
STS	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.408.872
Totales			69.526	3.367.840

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	80.594	3.389.312
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	413	-
Totales		81.007	3.389.312

5. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	5.963.568	-	10.330.333	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.486.851	482.777	2.539.710	71.033
Totales	7.450.419	482.777	12.870.043	71.033

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	5.582.708	-	9.884.754	-
Otras cuentas por cobrar, neto	1.486.851	482.777	2.539.710	71.033
Totales	7.069.559	482.777	12.424.464	71.033

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	380.860	-	445.579	-
Totales	380.860	-	445.579	-

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Facturados	4.938.687	4.646.680
Energía y peajes	4.051.241	2.719.195
Anticipos para importaciones y proveedores	115.330	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	739.360	1.076.882
Otros	32.756	850.603
No Facturados o provisionados	2.322.003	7.930.438
Peajes uso de líneas eléctricas	1.177.038	2.025.733
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	735.287	5.585.405
Provisión ingresos por obras	409.678	258.945
Otros	-	60.355
Otros (Cuenta corriente empleados)	189.729	292.925
Totales, Bruto	7.450.419	12.870.043
Provisión deterioro	(380.860)	(445.579)
Totales, Neto	7.069.559	12.424.464

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Anticipos para importaciones y proveedores	115.330	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.149.038	1.335.827
Deudores materiales y servicios	32.754	850.602
Cuenta corriente al personal	189.729	292.925
Otros deudores	-	60.356
Totales	1.486.851	2.539.710
Provisión deterioro	-	-
Totales, Neto	1.486.851	2.539.710

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2014 es de M\$7.552.336, y al 31 de diciembre de 2013 es de M\$12.495.497.
- 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 en general no se ha requerido provisiones significativas.
- 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	31-12-2014	31-12-2013
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	702.353	212.459
Con vencimiento entre tres y seis meses	156	15.411
Con vencimiento entre seis y doce meses	1.114	14.032
Con vencimiento mayor a doce meses	-	39.404
Total	703.623	281.306

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.

- d) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no contiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2014						Saldo al 31/12/2013					
	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	70	6.066.436	-	-	70	6.066.436	68	11.795.436	-	-	68	11.795.436
Entre 1 y 30 días	37	701.969	-	-	37	701.969	23	195.491	-	-	23	195.491
Entre 31 y 60 días	10	296	-	-	10	296	7	10.280	-	-	7	10.280
Entre 61 y 90 días	3	88	-	-	3	88	4	6.688	-	-	4	6.688
Entre 91 y 120 días	1	13	-	-	1	13	8	16.519	-	-	8	16.519
Entre 121 y 150 días	-	-	-	-	-	-	3	1.464	-	-	3	1.464
Entre 151 y 180 días	3	221	-	-	3	221	3	3.638	-	-	3	3.638
Entre 181 y 210 días	1	-	-	-	1	-	4	1.437	-	-	4	1.437
Entre 211 y 250 días	5	435	-	-	5	435	3	2.004	-	-	3	2.004
Más de 250 días	20	375.902	-	-	20	375.902	28	483.806	-	-	28	483.806
Total	150	7.145.360	-	-	150	7.145.360	151	12.516.763	-	-	151	12.516.763

- e) El detalle de la cartera en cobranza judicial protestada es el siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2014		31-12-2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar en cobranza judicial	2	344.068	1	109.273
Totales	2	344.068	1	109.273

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 31 de diciembre 2013	445.579
Aumentos (disminuciones) del año	(64.719)
Saldo al 31 de diciembre 2014	380.860

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	148.918
Aumentos (disminuciones) del año	296.661
Saldo al 31 de diciembre 2013	445.579

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 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Provisión cartera no repactada	(61.626)	303.881
Recuperos del año	(3.093)	(7.220)
Totales	(64.719)	296.661

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

6. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2014, 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	100,0000%	243.021.781.353	100,0000%	243.021.817.353	100,0000%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y relacionadas, 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	31-12-2014		31-12-2013	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	12.948	-	-	-
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	-	-	3.899	-
77.683.400-9	SAGESA S.A.	Chile	Materiales, Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	45.661	-	-	-
						58.609	-	3.899	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	31-12-2014		31-12-2013	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz	88.545	-	168.293	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Prestamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	8.252.086	-	19.148.604	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	4.500.651	-	3.792.437	-
76.0731.64-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	4.505	-	3.796	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno	Chile	Materiales y Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	1.933	-	509	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aysen S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	235	-	2.490	-
76.186.388-6	SAGESA S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	65	-	284.413	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	-	-	430	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur	Chile	Prestamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	32.894.387	-	26.346.902	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	20	-	17	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Limitada	Chile	Prestamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	-	-	3.631.260	-
76.073.168-4	Inversiones los Lagos IV Limitada	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	20.090	-	16.928	-
						45.762.517	-	53.396.079	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Mantenimiento y Operación sistema	47.187	54.886
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Peajes	442.713	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamo cuenta corriente	(670.211)	(1.295.454)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio Representacion	(132.707)	(156.303)
76.0731.64-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	(159.290)	-
76.0731.64-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento y Operación sistema	54.858	47.590
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	111.528	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	147.171	670
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	(29.931)	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Transferencia Energia-Potencia	3.627.966	3.876.115
77.683.400-9	SAGESA S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos	159.619	152.908
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Interés préstamo cuenta corriente	(17.432)	(200.968)
76.022.072-8	Inversiones Electricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Interés préstamo cuenta corriente	(1.436.058)	(688.703)

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad son administradas por un Directorio compuesto por ocho miembros, los que permanecen por un período de dos años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2014, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años, a los señores Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Juzar Pirbhai, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 7 de mayo de 2014, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

En sesión celebrada con fecha 6 de agosto de 2014, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Juzar Pirbhai.

Al 31 de diciembre de 2014 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

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

No existen saldos por cobrar a los Directores.

No existen saldos pendientes por pagar a los Directores.

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2014 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2014.

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

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son las siguientes:

Director	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.434	1.378
Iván Díaz-Molina	1.434	1.378
Totales	2.868	2.756

c) *Compensaciones del personal clave de la gerencia*

El equipo gerencial de la Sociedad lo compone un ejecutivo.

La remuneración del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados asciende a M\$37.611 al 31 de diciembre 2014 y M\$20.744 para el año 2013.

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

d) *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.

7. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.018.005	1.018.005	-
Totales	1.018.005	1.018.005	-

Al 31 de diciembre 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	883.840	847.219	36.621
Materiales en tránsito	21.073	-	21.073
Totales	904.913	847.219	57.694

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$9.625 para el período 2014 y un abono de M\$14.129 para el año 2013.

Movimiento Provisión	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Provisión año	(9.625)	(14.129)
Aplicaciones a provisión	67.319	87.623
Totales	57.694	73.494

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	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (Ver Nota 19)	299.484	242.129
Otros gastos por naturaleza (*)	91.745	81.798
Totales	391.229	323.927

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2014 ascienden a M\$ 4.793.480 y M\$4.609.341 en 2013.

8. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto renta por recuperar	19.181	-
IVA Crédito fiscal por recuperar	-	232.540
Crédito Sence	13.464	-
Crédito Activo Fijo	21.599	-
Totales	54.244	232.540

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a la renta	-	2.645.293
Iva Débito fiscal	104.462	-
Otros	10.789	10.080
Totales	115.251	2.655.373

9. Otros Activos Financieros no Corrientes

El detalle de este rubro, es el siguiente:

	31-12-2014 No Corriente M\$	31-12-2013 No Corriente M\$
Remanente crédito fiscal	5.479.871	7.618.239
Totales	5.479.871	7.618.239

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.

10. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre 2013, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	2.261.488	1.925.293
Servidumbres	2.250.885	1.924.788
Software	10.603	505

Activos Intangibles Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	2.264.706	1.928.426
Servidumbres	2.250.885	1.924.788
Software	13.821	3.638

Amortización Activos Intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles Identificables	(3.218)	(3.133)
Servidumbres	-	-
Software	(3.218)	(3.133)

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

Movimiento año 2014	Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	1.924.788	505	1.925.293
Adiciones	-	-	-
Retiros Valor Bruto	(252.650)	(1.050)	(253.700)
Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	1.051	1.051
Otros (Activación Obras en Curso)	578.747	11.233	589.980
Gastos por amortización	-	(1.136)	(1.136)
Total movimientos	326.097	10.098	336.195
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	2.250.885	10.603	2.261.488

Movimiento año 2013	Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	1.924.788	939	1.925.727
Adiciones	-	-	-
Retiros	-	-	-
Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	-
Gastos por amortización	-	(434)	(434)
Total movimientos	-	(434)	(434)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2013	1.924.788	505	1.925.293

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" del estados de resultados integrales.

11. Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	139.085.990	126.270.078
Terrenos	5.960.916	5.929.824
Edificios	1.313.383	1.354.699
Planta y Equipo	111.717.127	82.462.240
Equipamiento de Tecnologías de la Información	121.266	37.490
Instalaciones Fijas y Accesorios	42.820	52.006
Vehículos de Motor	135.400	159.298
Construcción en Curso	18.842.526	35.631.185
Otras Propiedades, Planta y Equipo	952.552	643.336

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	167.514.006	151.328.457
Terrenos	5.960.916	5.929.824
Edificios	1.754.566	1.753.324
Planta y Equipo	139.053.547	106.519.180
Equipamiento de Tecnologías de la Información	201.965	106.766
Instalaciones Fijas y Accesorios	153.125	152.433
Vehículos de Motor	208.705	285.925
Construcción en Curso	18.842.526	35.631.185
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.338.656	949.820

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(28.428.016)	(25.058.379)
Edificios	(441.183)	(398.625)
Planta y Equipo	(27.336.420)	(24.056.940)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(80.699)	(69.276)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(110.305)	(100.427)
Vehículos de Motor	(73.305)	(126.627)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(386.104)	(306.484)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre 2014 y al 31 de diciembre del 2013 es el siguiente:

Movimiento año 2014	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Vehículos de Motor, Neto M\$	Construcciones en Curso M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Totales M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	5.929.824	1.354.699	82.462.240	37.490	52.006	159.298	35.631.185	643.336	126.270.078
Adiciones	-	-	-	-	-	-	16.076.778	275.861	16.352.639
Retiros Valor Bruto	-	-	(20.386)	-	(1.402)	(121.755)	-	(23.547)	(167.090)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	-	-	1.112	79.087	-	23.806	104.005
Otros (Activación Obras en Curso)	31.092	1.242	32.554.753	95.199	2.094	44.535	(32.865.437)	136.522	-
Gastos por depreciación	-	(42.568)	(3.279.480)	(11.423)	(10.990)	(25.765)	-	(103.426)	(3.473.642)
Total movimientos	31.092	(41.316)	29.254.887	83.776	(9.186)	(23.898)	(16.788.659)	309.216	12.815.912
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	5.960.916	1.313.383	111.717.127	121.266	42.820	135.400	18.842.526	952.552	139.085.990

Movimiento año 2013	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Vehículos de Motor, Neto M\$	Construcciones en Curso M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Totales M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	5.908.094	1.397.101	87.145.277	49.656	61.089	112.478	13.810.574	652.067	109.136.336
Adiciones	-	-	59.696	39.523	-	10	25.804.785	-	25.904.014
Retiros	-	-	(5.747.075)	-	(733)	(15.664)	-	(11.408)	(5.774.880)
Otros (Activación Obras en Curso)	21.730	-	3.771.460	-	-	95.688	(3.984.174)	95.296	-
Gastos por depreciación	-	(42.402)	(2.767.118)	(51.689)	(8.350)	(33.214)	-	(92.619)	(2.995.392)
Total movimientos	21.730	(42.402)	(4.683.037)	(12.166)	(9.083)	46.820	21.820.611	(8.731)	17.133.742
Saldo final al 31 de Diciembre de 2013	5.929.824	1.354.699	82.462.240	37.490	52.006	159.298	35.631.185	643.336	126.270.078

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 costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$800.535 por el año terminado al 31 de diciembre 2014 y M\$692.263 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013. Los activos en construcción según se explica en Nota 2.9 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados	593.109	961.385
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	4,21%	6,03%

- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

12. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1 Impuesto a la renta

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

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Gasto por impuesto corriente	3.776.159	3.046.619
Otro gasto por impuesto corriente	1.068	814
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	3.777.227	3.047.433
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(519.424)	(184.099)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	(519.424)	(184.099)
Gasto por impuesto a las ganancias	3.257.803	2.863.334

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	-	(6.468)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(17.579)	(1.229)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(17.579)	(7.697)

- 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 2014 y 2013, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	18.342.022	15.573.930
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (21% en 2014 y 20% en 2013)	(3.851.825)	(3.114.786)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	67.031	65.333
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(98.119)	(95.426)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	(15.733)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	5.556	70.128
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	619.554	227.150
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	594.022	251.452
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(3.257.803)	(2.863.334)
Tasa impositiva efectiva	17,76%	18,39%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, tasas que varían si es que la Sociedad opta por un sistema parcialmente integrado o por un sistema de renta atribuida.

Los contribuyentes podrán optar libremente a cualquiera de los dos para pagar sus impuestos. La Sociedad ha optado por la regla general en base al sistema parcialmente integrado. Esto no implica que en el futuro Sociedad opte por tributar en base al sistema de renta atribuida. La decisión para optar a cualquiera de los dos sistemas debe ser tomada dentro del último trimestre de 2016 en una Junta Extraordinaria de Accionistas con quorum de 2/3.

El sistema parcialmente integrado establece el aumento progresivo de la tasa de Impuesto de Primera Categoría para los años comerciales 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018 en adelante, incrementándola a un 21%, 22,5%, 24%, 25,5% y 27% respectivamente.

12.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre 2013, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	8.720.149	7.282.357
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	-	27.425	12.961	-
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	91.406	89.116	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	23.950	17.608	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	-	11.539	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.245.416	2.384.408	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	39.204	7.733
Impuestos diferidos otras provisiones	83.249	69.272	1.230	1.259
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	426.400	508.870	-	-
Total Impuestos Diferidos	3.870.421	3.108.238	8.773.544	7.291.349

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación financiera durante los años 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	3.065.749	7.425.262
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	50.186	(133.913)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(7.697)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3.108.238	7.291.349
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	2.001.619	1.482.195
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	17.579	-
Impuestos diferidos relacionados con partidas cargadas a patrimonio	(1.257.015)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3.870.421	8.773.544

El impacto en las variaciones de las diferencias de activos y pasivos por impuestos diferidos por utilizar el Sistema Parcialmente Integrado, descrito en la Ley 20.780 (Reforma Tributaria), y en conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, ha implicado registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$1.257.015 por este concepto, según descrito en nota de Cambio contable.

13. 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:

13.1 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.

13.1.1 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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.3 Marco Regulatorio).

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

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

b) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los

niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron un aumento en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 3,1% (base 2013).

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de Diciembre.

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentarán los resultados de los estudios se realizarán durante enero 2015.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

13.2 Riesgo Financiero

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

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

13.2.1 Tipo de cambio

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

13.2.2 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 (Índice de Precios al Productor) 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.

13.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

13.2.4 Riesgo de liquidez

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.

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.

La matriz de la Sociedad y la Sociedad, 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.

13.2.5 Riesgo de crédito

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

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

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.

13.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2014	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	7.552.336	-	7.552.336
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	58.609	-	58.609
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	11.482	69.525	81.007
Totales	-	7.622.427	69.525	7.691.952

al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	12.495.497	-	12.495.497
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	3.899	-	3.899
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	21.472	3.367.840	3.389.312
Otros activos financieros, no corrientes	-	7.618.239	-	7.618.239
Totales	-	20.139.107	3.367.840	23.506.947

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.561.189	-	-	3.561.189
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	45.762.517	-	-	45.762.517
Totales	49.323.706	-	-	49.323.706

al 31 de diciembre de 2013	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.580.489	-	-	4.580.489
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	53.396.079	-	-	53.396.079
Totales	57.976.568	-	-	57.976.568

13.2.7 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Saldo en Bancos	11.482	11.482
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	58.609	58.609
Pasivos Financieros - al 31.12.2014		
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.561.188	3.561.188

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

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

Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.

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.

14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre 2013, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Cuentas por pagar comerciales	3.534.765	4.312.122
Otras cuentas por pagar	26.424	268.367
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.561.189	4.580.489

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre 2013, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores por uso SIC (Sistema Interconectado Central)	620.524	1.527.870
Cuentas por pagar bienes y servicios	2.914.241	2.784.252
Cuentas por pagar instituciones fiscales	26.424	24.544
Otras cuentas por pagar	-	243.823
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.561.189	4.580.489

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día 31 de diciembre 2014 y 31 de diciembre 2013, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2014				31-12-2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	352.665	2.903.990	278.110	3.534.765	559.270	3.718.490	34.362	4.312.122
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	352.665	2.903.990	278.110	3.534.765	559.270	3.718.490	34.362	4.312.122

15 Provisiones

15.1 Provisiones corrientes

15.1.1 Otras Provisiones

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

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	31.618	234.515
Totales	31.618	234.515

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período diciembre 2014 y 2013, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	234.515
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	4.224
Provisión utilizada	(207.121)
Total movimientos en provisiones	(202.897)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	31.618

Movimientos en provisiones	Por reclamaciones legales M\$
Saldo inicial al 01 de enero 2013	263.751
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(29.236)
Provisión utilizada	-
Total movimientos en provisiones	(29.236)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	234.515

15.1.2 Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	106.445	88.040
Provisión por beneficios anuales	415.572	402.731
Totales	522.017	490.771

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el período 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	88.040	402.731	490.771
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	65.111	422.060	487.171
Provisión utilizada	(46.706)	(409.219)	(455.925)
Total movimientos en provisiones	18.405	12.841	31.246
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	106.445	415.572	522.017

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2013	91.905	272.185	364.090
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	1.538	78.707	80.245
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	65.313	367.316	432.629
Provisión utilizada	(70.716)	(306.852)	(377.568)
Reversos de provisión no utilizada.		(8.625)	(8.625)
Total movimientos en provisiones	(3.865)	130.546	126.681
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	88.040	402.731	490.771

15.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	492.025	372.402
Totales	492.025	372.402

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los períodos 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	372.402
Costo por intereses	36.512
Costo del servicio del año	46.404
Pagos en el año	(28.401)
Variación actuarial por cambio tasa	50.106
Variación actuarial por experiencia	15.002
Saldo al 31 de diciembre de 2014	492.025

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	322.803
Costo por intereses	19.965
Costo del servicio del año	35.776
Pagos en el año	0
Variación actuarial por cambio de tasa	4.722
Variación actuarial por experiencia	(10.864)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	372.402

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Costo por intereses	36.512	19.965
Costo del servicio del año	46.404	35.776
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	82.916	55.741
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	65.107	(6.142)
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	148.023	49.599

- d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2014 y 31 diciembre 2013.

Tasa de descuento (nominal)	5,94%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	RV 2009 H / RV 2009 M
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución 1% M\$	Incremento 1% M\$
Efectos en las obligaciones por beneficios definidos aumento (disminución) de pasivo	58.152	(48.517)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 31 de diciembre de 2014, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada incremento salarial	Disminución 1% M\$	Incremento 1% M\$
Efectos en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) aumento de pasivo	(49.237)	58.393

15.3 Juicios y multas

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

15.3.1 Juicios

Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto
1° Juzgado Civil de Osorno	2164-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Munzenmayer Con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	116.640
1° Juzgado Civil de Osorno	1587-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canio Victor y otros con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	90.086
1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canio Esteban con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	40.456
2° Juzgado Civil de Osorno	C- 5369-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Agrícola Copihue con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	1.325.968
1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6035-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Shajjo con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	580.564
1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6030-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	932.230
2° Juzgado Civil de Osorno	2329-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Otarola con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	56.464
1 Juzgado Civil de Valdivia	3545-2014	Reivindicatoria.	Pendiente en primera instancia	No Aplica

(*) En monto se informa la diferencia solicitada entre el demandante y la tasación realizada por Hombres Buenos.

15.3.2 Multas

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

Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	32.399

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.

16 Otros Pasivos no Financieros

El detalle del rubro es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corriente		No Corriente	
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	11.757.726	11.580.292
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	91.774	88.332
Otras obras de terceros	778.927	668.812	-	-
Totales	778.927	668.812	11.849.500	11.668.624

17 Patrimonio

17.1 Patrimonio neto de la Sociedad

17.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el capital social de STS asciende a M\$13.694.783 y está representado por 36.000 acciones serie A y 243.021.781.353 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

17.1.2 Dividendos

En junta ordinaria celebrada el 9 de abril de 2014, se aprobó el no repartir dividendos finales ni adicionales, y destinar las utilidades del año 2013 y anteriores del ejercicio a financiar en parte, los proyectos de crecimiento de la Sociedad.

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.

17.1.3 Otras reservas varias

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2014 y al 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

Saldos al 31 de diciembre de 2014:

	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Reservas de Cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(8.266)	-	(47.528)	(55.794)
Otras reservas varias	300.873	-	-	300.873
Totales	292.607	-	(47.528)	245.079

Saldos al 31 de diciembre de 2013:

	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Reservas de Cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Reservas de cobertura netas de impuestos diferidos	(25.873)	25.873	-	-
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales netas de impuestos diferidos	(13.179)	-	4.913	(8.266)
Otras reservas varias	300.873	-	-	300.873
Totales	261.821	25.873	4.913	292.607

Otras reservas varias por M\$300.873, corresponde a M\$313.142 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.

17.1.4 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son los siguientes:

M\$	Utilidades distribuibles M\$	Revaluación Activo Fijo M\$	Total al 31 de diciembre de 2014 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	46.628.892	14.182.360	60.811.252
Realización revaluación	294.717	(294.717)	-
Resultado del año	15.084.219	-	15.084.219
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	3.813.179	-	3.813.179
Provisión dividendo mínimo del año	(4.525.266)	-	(4.525.266)
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(1.257.015)	-	(1.257.015)
Totales 31/12/2014	60.038.726	13.887.643	73.926.369

La utilidad distribuible del año 2014, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2014, esto es M\$ 15.084.219.

M\$	Utilidades distribuibles M\$	Revaluación Activo Fijo M\$	Total al 31 de diciembre de 2013 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	35.031.398	14.488.602	49.520.000
Realización revaluación	306.242	(306.242)	-
Resultado del año	12.710.596	-	12.710.596
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	2.393.835	-	2.393.835
Provisión dividendo mínimo del año	(3.813.179)	-	(3.813.179)
Totales 31/12/2013	46.628.892	14.182.360	60.811.252

La utilidad distribuible del año 2013, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$12.710.596

17.2 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.

17.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

18 Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Ingresos por Peajes de Transmision	26.167.971	23.283.611
Ventas por peajes de Transmision	26.167.971	23.283.611
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	26.167.971	23.283.611

Otros Ingresos, por naturaleza	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.020.926	966.992
Venta de materiales y equipos	44.975	52.342
Arrendamientos	160.067	157.490
Intereses Créditos y Préstamos	3.605	3.083
Otros Ingresos	299.467	166.440
Total Otros ingresos, por naturaleza	1.529.040	1.346.347

19 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Materiales	299.484	552.252
Totales	299.484	552.252

20 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Remuneraciones y bonos	1.984.228	1.887.285
Provisión costo de vacaciones	26.204	12.991
Otros costos de personal	115.446	112.525
Indemnización por años de servicios	177.025	55.744
Activación costo de personal	(800.535)	(692.263)
Total	1.502.368	1.376.282

21 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Depreciación y Amortización	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Depreciaciones	3.473.642	2.995.391
Amortizaciones de Intangibles	1.136	434
Total	3.474.778	2.995.825

22 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	1.259.705	1.001.271
Operación vehículos, viajes y viáticos	92.746	88.452
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	1.178	1.747
Provisiones y castigos	(55.018)	84.814
Gastos de administración	1.809.525	1.278.490
Otros gastos por naturaleza	797.492	649.991
Totales	3.905.628	3.104.765

23 Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Otros ingresos financieros	821.558	410.719
Total Ingresos Financieros	821.558	410.719

Costos Financieros	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Gastos por préstamos bancarios	523	390.554
Gastos por intercompañía	2.127.141	2.188.567
Activación gastos financieros	(593.109)	(961.385)
Total Costos Financieros	1.534.555	1.617.736

Resultado por unidades de reajuste	523.306	171.573
Diferencias de cambio	(4.012)	10.120
Positivas	-	16.519
Negativas	(4.012)	(6.399)
Total Costo Financiero	(1.015.261)	(1.436.043)

Total Resultado Financiero	(193.703)	(1.025.324)
-----------------------------------	------------------	--------------------

24 Hechos Posteriores

Con fecha 4 de marzo de 2015, la Sociedad ha concurrido a la constitución de una sociedad anónima denominada "Sistema de Transmisión del Centro S.A." ("STC") con la finalidad de desarrollar, construir, poner en servicio, operar, mantener y administrar las instalaciones del proyecto denominado "Línea Alta Tensión 2x220 Kv San Fabián-Ancoa" y sus obras asociadas (el "Proyecto").

Para estos efectos, la Sociedad se ha asociado con Eléctrica Puntilla S.A. ("Puntilla"), quien será el otro accionista de STC y tendrá un 49,9% de participación en dicha sociedad. Puntilla ha pagado las acciones suscritas en STC mediante el aporte a dicha sociedad de todos los activos asociados al Proyecto de que era titular al 31 de enero del presente año. La Sociedad, a su vez, pagará el 50,1% del capital en STC suscrito por ella dentro del plazo de 3 años, a medida de que las necesidades sociales lo requieran. STS se ha comprometido a aportar, adicionalmente, los recursos adicionales que resulten necesarios para la construcción del Proyecto.

La participación de Puntilla en STC tendrá carácter transitorio, toda vez que se ha obligado a vender a la Sociedad o a un tercero designado por ésta su participación en STC desde la fecha de puesta en marcha del Proyecto y hasta seis meses después de dicha fecha, de conformidad a los términos y condiciones de los acuerdos suscritos entre las partes.

Se estima que el costo de la inversión total para la puesta en marcha del Proyecto asciende a 70 millones de Dólares.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2015 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

25 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	1.443	5.852
Asesorías medioambientales	Costo	3.387	1.627
Gestión de residuos	Costo	-	1.730
Reforestaciones	Inversión	12.330	72.310
Otros gastos medioambientales	Costo	75	41
Permisos sectoriales y otros	Inversión	2.540	-
Proyectos de inversión	Inversión	85.258	100.447
Total		105.033	182.007

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

26 Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2014 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 contable	Total	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Director de Validad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF		7.486.638	-	7.486.638	-	-	-	-
Director de Validad Ministerio Obras Publicas	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF		4.065.934	-	4.065.934	-	-	-	-
		Total				11.552.573	-	11.552.573	-	-	-	-

27 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2014 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\$ 914.192.

28 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	413	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	12.435	9.951
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			12.848	9.951
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por Cobrar No Corrientes	U.F.	Peso chileno	56.987	66.588
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			56.987	66.588
TOTAL ACTIVOS			69.835	76.539

Análisis Razonado
Estados Financieros – Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Al 31 de diciembre de 2014

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos Corrientes	8.513	17.105	(8.592)	(50%)
Activos No Corrientes	151.240	139.052	12.188	9%
Total Activos	159.753	156.157	3.596	2%
Pasivos Corrientes	50.772	62.026	(11.254)	(18%)
Pasivos No Corrientes	21.115	19.332	1.783	9%
Patrimonio	87.866	74.799	13.067	17%
Total Pasivos y Patrimonio	159.753	156.157	3.596	2%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$3.596 respecto de diciembre de 2013, explicado por una disminución de los Activos Corrientes de MM\$8.592 y un aumento de los Activos No Corrientes de MM\$12.188.

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

- a) Disminución del ítem Efectivo y Equivalentes al Efectivo (MM\$3.308), por mayor pago de préstamos financieros a entidades relacionadas e impuesto de renta, en comparación al ejercicio anterior.
- b) Disminución en Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$5.355), por cobro de reliquidaciones, correspondientes al incremento de precio en tarifas de Subtransmisión (periodo 2011-2013), provisionadas en el año 2013.

La variación positiva del ítem de Activos No Corrientes, se explica principalmente por un aumento del ítem Propiedades, Plantas y Equipos (MM\$12.816), debido a la construcción de nuevas líneas y subestaciones.



2) Pasivos

Los pasivos disminuyen en MM\$9.471, respecto de diciembre de 2013, explicado por una disminución en los Pasivos Corrientes de MM\$11.254 y un aumento en los Pasivos No Corrientes de MM\$1.783.

La disminución de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

- a) Disminución de Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar (MM\$1.019), principalmente por pago de compras en inversión en obras propias, que quedaron provisionadas en el 2013.
- b) Disminución de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$7.634), por pago de préstamos de Matrices (Sociedad Austral de Electricidad S.A. e Inversiones Grupo Saesa Ltda.)
- c) Disminución de Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$2.540), principalmente por pago de impuesto de renta AT 2014.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$13.067 respecto de diciembre de 2013, principalmente por el resultado del periodo (MM\$15.084), reversa de provisión de dividendos de diciembre 2013 (MM\$3.813), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo (MM\$4.525) y efecto por impuesto diferidos originados por aumento en la tasa de impuesto de primera categoría por nueva Reforma Tributaria, contabilizado en patrimonio según lo instruido por la SVS en del Oficio N°856 (MM\$1.257).

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-14	dic-13	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	0,2	0,3	(39,2%)
	Razón Ácida (2)	Veces	0,1	0,3	(43,7%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,8	1,1	-24,8%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	14,3	12,1	18%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	70,6%	76,2%	(7%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	29,4%	23,8%	23,6%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	16.694	23.187	(28,0%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	17,9	30,3	(41,0%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	20	12	69%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (9)	MM\$	21.990	19.597	12%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (10)	%	18,55%	18,38%	0,9%
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (11)	%	9,55%	8,90%	7,3%
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (12)	%	13,95%	14,10%	(1,1%)
	Utilidad por acción (13)	\$	0,062	0,052	19%

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 2014 y 2013, la Sociedad no presenta inversiones con subsidio (FNDR).

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Ebitda (12 meses móviles):

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

(10) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

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

(11) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(13) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-14	dic-13	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Ingresos de explotación	27.697	24.630	3.067	12%
Materias primas y consumibles utilizados	(299)	(552)	253	(46%)
Margen de contribución	27.398	24.078	3.320	14%
Gasto por Beneficio a los Empleados	(1.502)	(1.376)	(126)	9%
Otros gastos por naturaleza	(3.906)	(3.105)	(801)	26%
Resultado bruto de explotación	21.990	19.597	2.393	12%
Gasto por Depreciación y Amortización	(3.475)	(2.996)	(479)	16%
Resultado de explotación	18.515	16.601	1.914	12%
Resultado Financiero	(194)	(1.025)	831	(81%)
Otras Ganancias (Pérdidas)	21	(2)	23	100%
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	18.342	15.574	2.768	18%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(3.258)	(2.863)	(395)	14%
Ganancia (Pérdida)	15.084	12.711	2.373	19%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$1.914, lo que se explica principalmente por mayores ingresos de explotación de MM\$3.067. Esto debido a incremento en el precio en Subtransmisión regulada (MM\$2.619), mayores retiros de energía de las distribuidoras y mayores ingresos en transmisión adicional (MM\$1.863) destinada a evacuación de energía de centrales generadoras. Lo anterior, compensado por disminución de reliquidación de tarifas de Subtransmisión, correspondientes al periodo 2011 al 2013 (MM\$1.506), respecto de lo reliquidado en 2013, año en que se realizó parte importante de este efecto.

Todo lo anterior, compensado parcialmente por mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$801), principalmente por incremento de costos en Gastos de Administración (Asesorías).



2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación positiva (menor pérdida) de MM\$831 con respecto al año anterior, principalmente por:

- a) Aumento de los resultados (menor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM\$351), originado por la variación del valor de la UTM, que afecta la actualización del remanente de crédito fiscal por recuperar.
- b) Aumento de los resultados (menor pérdida) por Ingresos Financieros (MM\$411), relacionado con la recuperación del remanente crédito fiscal en STS, que está contabilizado con flujos descontados.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014 obtuvo utilidades por MM\$15.084, lo que implicó un aumento de MM\$2.373 respecto de diciembre 2013.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-14	dic-13	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	25.899	22.809	3.090	14%
de la Inversión	(19.081)	(26.996)	7.915	(29%)
de Financiación	(10.122)	7.341	(17.463)	(238%)
Flujo neto del período	(3.304)	3.154	(6.458)	(205%)
Variación en la tasa de cambio	(4)	(6)	2	0%
Incremento (disminución)	(3.308)	3.148	(6.456)	(205%)
Saldo Inicial	3.389	241	3.148	1306%
Saldo Final	81	3.389	(3.308)	(98%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$81, menor respecto de diciembre de 2013.

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

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo por actividades de la operación, originado principalmente por mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios, compensado parcialmente con mayores pagos a proveedores e impuesto renta.
- 2) Menor flujo negativo de efectivo (variación positiva), por actividades de inversión, originado por menores compras de propiedades, planta y equipo.
- 3) Menor flujo positivo de efectivo (variación negativa), por actividades de financiación, originado principalmente por mayor pago de préstamos a entidades relacionadas.

IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2014 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 los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de abril de 2013.

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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica

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

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

b) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE comenzó la elaboración de los respectivos Informes Técnicos que permitan traspasar los nuevos recargos a las tarifas de clientes regulados para todo el período de aplicación (desde enero de 2011 en adelante). Asimismo, la Dirección de Peajes del CDEC-SIC inició los cálculos y ha enviado los cuadros de pagos para reliquidar desde enero de 2014 en adelante, el pago por el uso de subtransmisión de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N°14. Las nuevas tarifas de Subtransmisión implicaron un aumento en los Ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad y filiales de aproximadamente un 3,1% (base 2013).

Mediante Resolución Exenta N°754 de noviembre de 2013 la CNE envió las bases preliminares para el nuevo Estudio de Subtransmisión (período 2015-2018), el que fue observado por las Empresas, y usuarios interesados. Conforme a la Reglamentación vigente en función de las respuestas de la Autoridad, las empresas recurrieron al Honorable Panel de Experto para dirimir las diferencias que se mantuvieron. En virtud de los Dictámenes publicados por el Panel en febrero de 2014, la CNE publicó las bases definitivas mediante RE N°93 del 24 de marzo de 2014 a partir de las cuales las



empresas subtransmisoras licitaron el Estudio que se inició con fecha 24 de abril y cuyos informes finales se entregaron a la CNE a principios de Diciembre.

Mediante Resolución Exenta N°648 del 11 de diciembre de 2014 la CNE informa la recepción conforme de los Estudios.

Mediante Resolución Exenta N°697 del 26 de diciembre de 2014 y modificada mediante Resolución Exenta N°711 del 31 de diciembre de 2014 la CNE convoca a Audiencia Pública para que los Consultores presenten los resultados de los estudios.

Las audiencias públicas, donde se presentarán los resultados de los estudios se realizarán durante enero 2015.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Subtransmisión son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la Autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, en el Honorable Panel de Expertos o Contraloría General de la República, según sea el caso.

2) Riesgo Financiero

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

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

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.

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 (Índice de Precios al Productor) 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

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

2.4) Riesgo Liquidez

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.

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.

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

2.5) Riesgo de Crédito

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

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

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 Norma Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran en la Nota N° 2 de los Estados Financieros.