



## 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
Gobierno Corporativo	11
Directorio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales	12
Administración de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales	13
Estructura Organizativa	15
Marcha de la Empresa	16
Línea de Tiempo	21
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	24
Actividades de la Sociedad	27
Factores de Riesgo	33
Gestión Financiera	39
Información Financiera	42

---

---

Hechos Relevantes	43
Empresas Filiales	44
Información Resumida de Negocios Conjuntos	56
Declaración de Responsabilidad	59
Estados Resumidos	60
Estados Financieros	65

---

## 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 uniando 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 Edelayesen, 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	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Nombre de Fantasía	Saesa
Rol Único Tributario	76.073.162-5
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 24147010
Fax	(2) 24147009
Correo Electrónico	<a href="mailto:infoinversionistas@saesa.cl">infoinversionistas@saesa.cl</a>
Sitio web	<a href="http://www.gruposaes.cl">www.gruposaes.cl</a>
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	Nº 1072
Fecha Inscripción Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.007 Nº31.134 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

## Antecedentes Relevantes

### Antecedentes Financieros Consolidados

	MM\$	MM\$
	2014	2013
Ingresos	310.968	261.985
Margen Bruto	108.399	96.278
Ganancia	27.798	27.368
Activos	758.986	654.576
Pasivos	352.965	265.481
Patrimonio	406.022	389.096
Inversiones	35.048	33.490
EBITDA	62.089	54.469

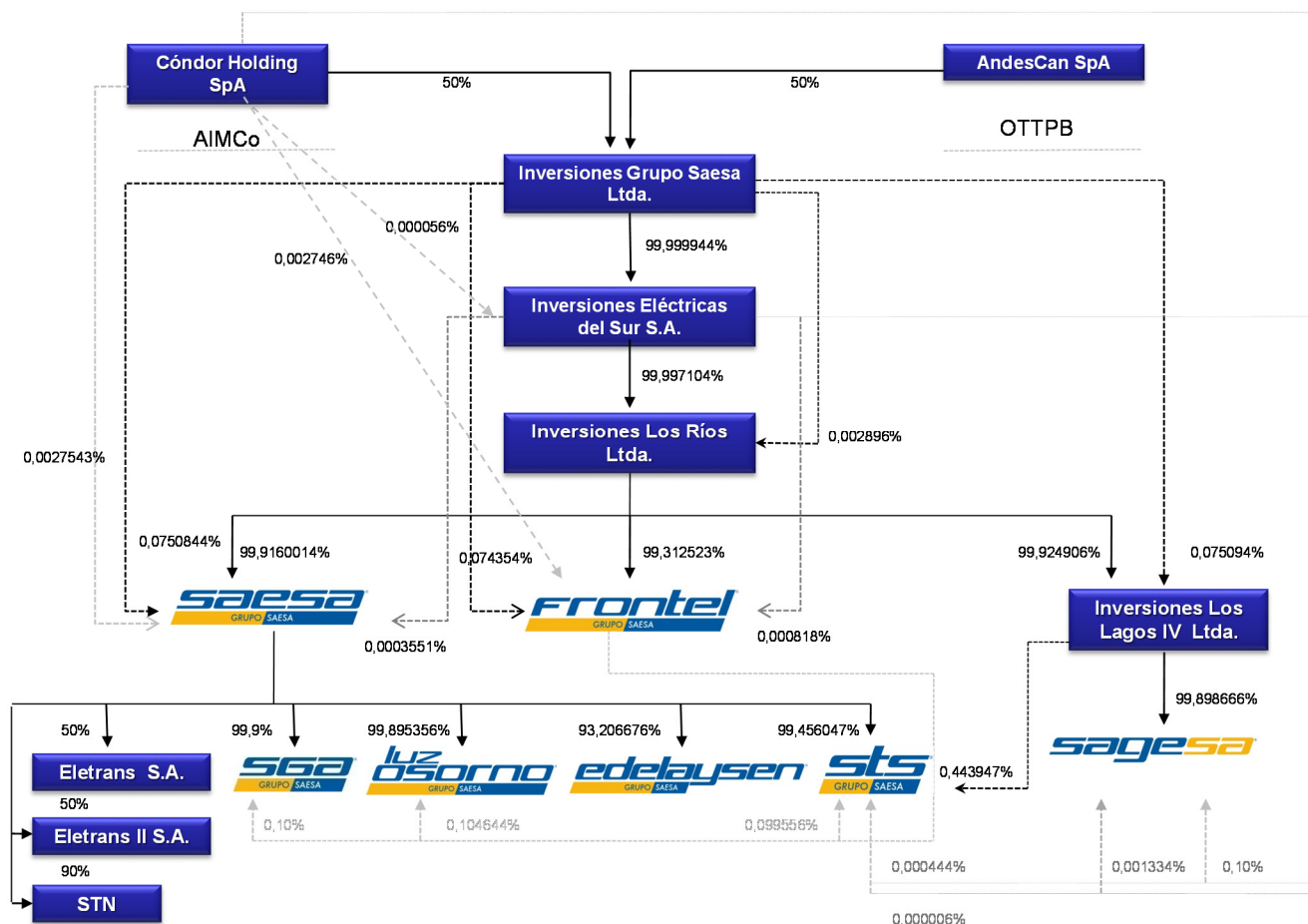
### Cifras Operacionales Individuales

	2014	2013
Venta de Energía (GWh)	2.071	1.973
Clientes (Miles)	384	376
Trabajadores	363	363
Líneas AT (km)	155	155
Líneas MT (km)	11.626	11.536
Líneas BT (km)	8.908	8.788
MVA Instalados (MT/BT)	477	472



## 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 Sociedad, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,9160014% de Saesa, en forma directa.

Los accionistas de las sociedades Cándor 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

Al 31 de diciembre de 2014, el número de accionistas de Saesa alcanzaba a 151, siendo los doce mayores los siguientes:

Accionistas	Acciones		Total Acciones	%
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Condor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Inmobiliaria Sabra Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones Electricas del Sur S.A	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc.Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Otros Accionistas	6.250	187.619.961	187.626.211	0,0021%
<b>Total</b>	<b>620.093.318</b>	<b>9.004.759.956.419</b>	<b>9.005.380.049.737</b>	<b>100%</b>

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 julio de 2008.

### Acuerdos Conjuntos

A nivel 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, la filial 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.

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

## Directorio de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales

En el año 2014 el Directorio de la Sociedad y sus Empresas Filiales 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 de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales

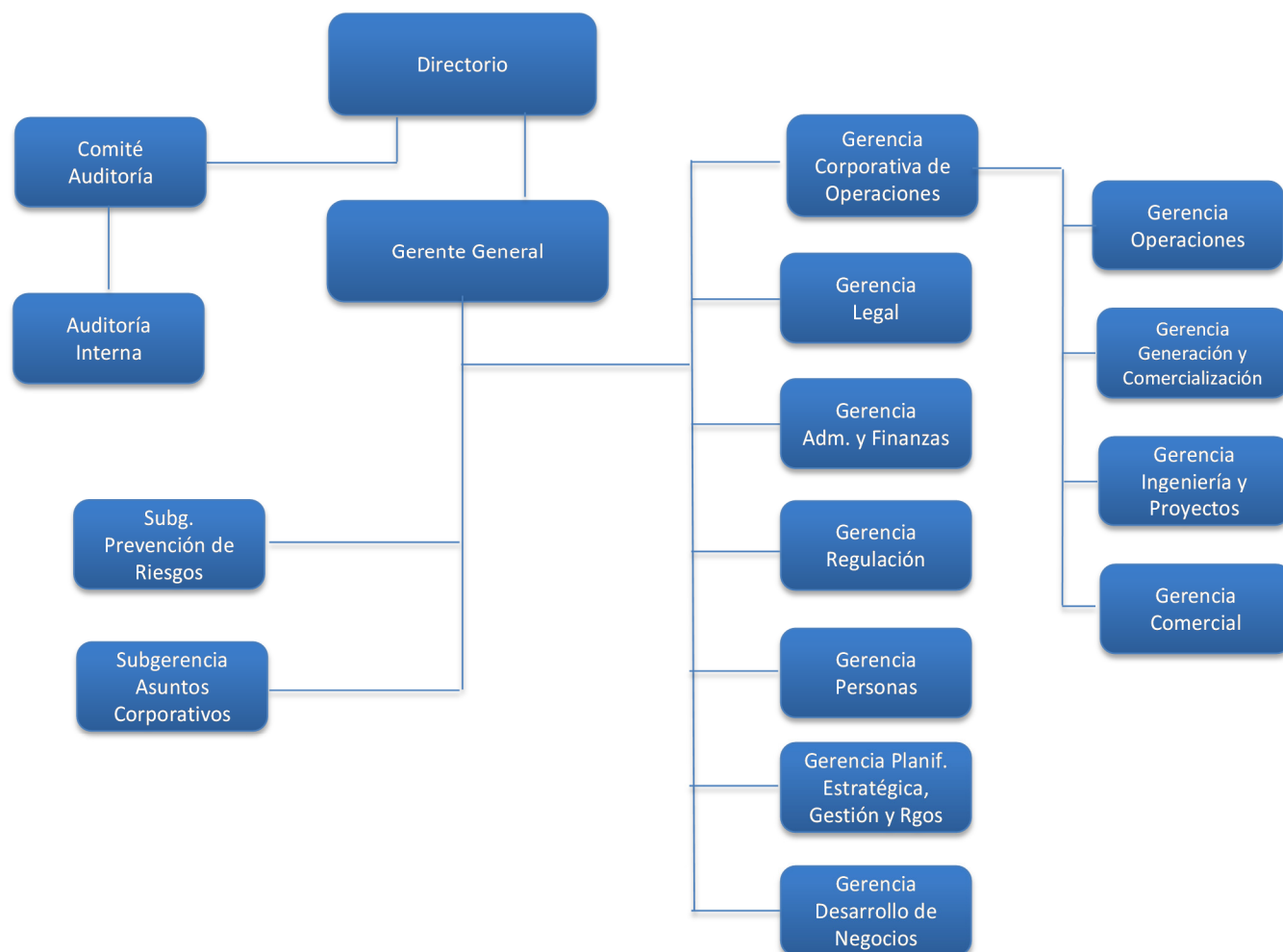
Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.741.108-9 / Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente Adm. y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero 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

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones para la Sociedad y sus filiales, salvo para Sistema de Transmisión del Norte S.A., STN, cuyo Directorio está conformado por gerentes de la matriz.



## Marcha de la Empresa

### 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.

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 Chinquihue 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.

## **ELECTRIFICACIÓN RURAL**

El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo trisectorial del Gobierno de Chile, la empresa y los beneficiarios, se hace posible la llegada de electricidad hasta los lugares más apartados como cerros, islas o archipiélagos.

### **Cable Submarino**

En abril, en un evento sin precedentes, se puso en servicio el cable submarino que conecta eléctricamente al continente con la Isla Huar, comuna de Calbuco, en la Región de Los Lagos. Un anhelado proyecto para una isla en la que habitan 500 familias, las que, de ahora en adelante, gozarán de la misma calidad de servicio que en la ciudad.

Este proyecto, inédito en el abastecimiento eléctrico subacuático, cubre un trayecto de 3.700 metros de longitud a diferentes profundidades que alcanzan hasta los 100 metros.

## **Electrificación 11 Islas**

Salimos de Puerto Quellón y navegamos hacia 3 islas para iniciar la segunda etapa del proyecto “Electrificación 11 Islas Archipiélago de Chiloé”, que considera efectuar obras en las 3 islas de Quellón simultáneamente y que representan el 25% del total del proyecto con una inversión total de MM\$9.600, que entregará servicio a un total de 1.700 familias.

## **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.

## **FINANZAS**

Exitosa colocación de bonos experimentó la Sociedad durante el 2014 en el mercado de capitales local, con UF 2.000.000 en el mes de noviembre, Saesa alcanzó tasas que la posicionaron como tercera mejor colocación para bonos corporativos de duración similar en la historia del mercado de capitales local.

## PMGD

Hemos conectado 25 PMGD (pequeños medios de generación distribuida) en nuestro sistema de distribución, con un total de 55,7 MW de potencia. Entre los medios de generación no convencionales utilizados se encuentran hídricas de pasada, cogeneración y Parques Eólicos.

Gracias a la gran coordinación y trabajo en equipo realizado durante el 2014, fue posible conectar 6 centrales de pasada, destacando Central Quillaileo en la comuna de Quilaco con 0,83 MW, Central Los Colonos en Puerto Octay con 0,7 MW, Central Pichilonco en Lago Ranco con 1,2 MW, Ampliación Central La Arena en Carretera Austral con 3,7 MW adicionales, Central Collil en Chiloé con 7 MW y por último la Central María Elena en el Sector de Entre Lagos con 0,3 MW.

## Línea de Tiempo

- 1926:** Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, pequeña empresa privada que suministra energía eléctrica a Lebu, Arauco y Carampangue.
- 1929:** Saesa extiende sus servicios a Puerto Montt, Osorno y Valdivia, en la X Región.
- 1945:** Nace la Cooperativa Eléctrica de Osorno para abastecer al sector rural de Osorno.
- 1946:** CORFO y Endesa compran una participación mayoritaria en Saesa para agilizar el ambicioso “Plan de Electrificación del País”, impulsado por el Estado.
- 1981:** Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, con 87,5% y 83,7% del capital respectivamente. En Coyhaique se crea la Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelaysen, como filial de Endesa.
- 1989:** Frontel inicia actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV. Al año siguiente lo hace Saesa.
- 1994:** Saesa se asocia con Transelec y crean Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, con una participación accionaria del 60% y 40%, repectivamente.
- 1995:** Copec alcanza una participación de 93,88% en Saesa.
- 1996:** Saesa adquiere a Transelec su 39,9% de las acciones de STS, logrando un 99.9% de la propiedad.
- 1998:** Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen, licitadas por CORFO, extendiendo sus actividades a 1500 km, entre la VIII y la XI Región.
- 1999:** Saesa adquiere el 99,9% de las acciones de Creo Ltda., en la X Región, STS, instalaciones de transmisión de Saesa, y de Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de \$1.825 millones, aumentando significativamente su presencia en la X Región.
- 2000:** Saesa y STS adecuan las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV.
- 2001:** En junio, se constituye la sociedad PSEG Chile Holding S.A., filial de PSEG Global Inc.
- En agosto, Inversiones PSEG Chile I Ltda., filial de PSEG Chile Holding S.A., adquiere el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran propiedad de Copec.

**2002:** El 31 de julio se incorpora a Saesa la totalidad de los accionistas y patrimonio de Saesa y de Inversiones PSEG Chile I Ltda., sociedades que se fusionaron.

**2005:** Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión. Se completa con éxito el financiamiento de largo plazo con aumento de capital de MM\$14.837 y refinanciamiento de pasivos en MUF 4.500.

**2006:** Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

**2007:** Se inicia la construcción del Proyecto Chiloé, que construirá un sistema de transmisión en 220 kV, entre Puerto Montt y la Isla de Chiloé, con una inversión de US\$27 millones.

En agosto, Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General del Grupo Saesa.

Se obtiene un contrato por 1.800.000 UF, para el refinanciamiento del 100% de la amortización de los actuales bonos de largo plazo de Saesa. En diciembre se materializa la primera colocación de 300.000 UF.

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

**2009:** Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$26.000 millones.

Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectado al SIC, mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi.

En retail se alcanzan los 58 puntos de venta a través de toda la zona de concesión.

**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.

Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelayen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).
- 2012:** En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Alliende Arriagada. En septiembre fue inaugurado, junto al Ministro de Energía, Jorge Bunster, el Proyecto Puyehue Rupanco. En diciembre la Compañía colocó bonos de UF 2.500.000 para financiamiento de sus pasivos financieros.
- 2013:** En el mes de junio, nuevamente el consorcio conformado por Saesa y Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial al que pertenece Saesa) adjudicándose 2 nuevos proyectos de transmisión troncal. Posteriormente constituyen la Sociedad Eletrans II.
- En el mes de diciembre, entró en servicio el denominado proyecto Chiloé que contempló la ampliación de las instalaciones de 110 a 220 kV y aumento de la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.
- 2014:** En el mes de septiembre se constituyó la Sociedad “Sistema de Transmisión del Norte S.A”, posicionándose en el norte del país.
- En el mes de noviembre se realizó una colocación de bonos en el mercado local por MUF 2.000 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

## Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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

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

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

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

### Generación Eléctrica

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

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

- 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.

### **Distribución**

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria.

#### **a) Clientes regulados**

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

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

**b) Clientes libres**

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

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

**c) Otros servicios asociados a la distribución**

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

## Actividades de la Sociedad

Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende a más 384 mil clientes.

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

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

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa junto con Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A., “STN”, con una participación del 90% y 10% respectivamente. El giro principal de esta nueva filial de Saesa es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N° 2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa realizó inversiones por un monto de \$10.692 millones durante el año 2014.

Saesa representa un 61,3% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

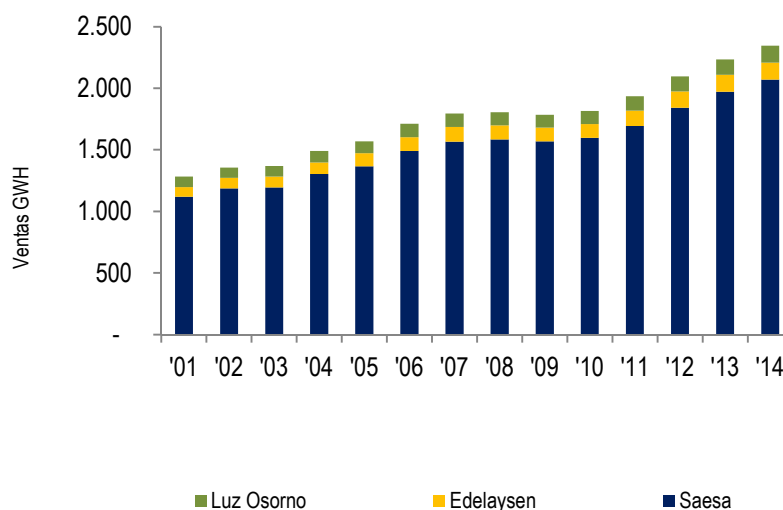
### Transacciones con partes relacionadas

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

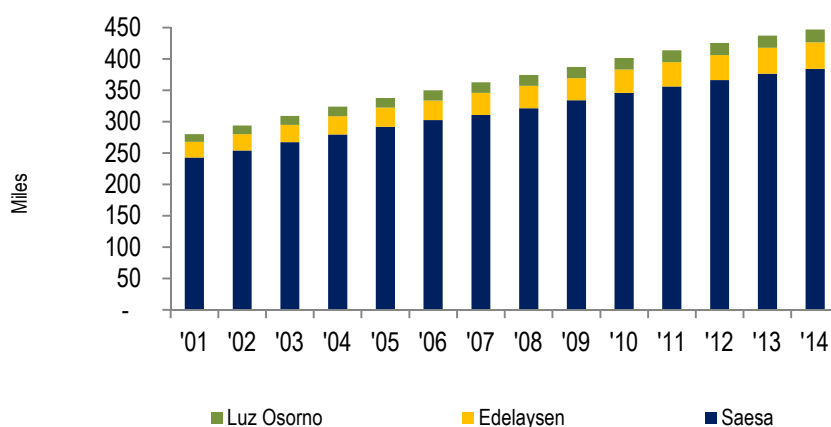
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto

plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

Las ventas de energía durante el 2014, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 2.345 GWh:



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 447 mil clientes, lo que representa un aumento de un 2,18% respecto del año 2013.



## Concesiones

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

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales ubicados dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, la Sociedad tiene el derecho a utilizar y cruzar los bienes nacionales de uso público, así como a ocupar y hacer uso del suelo ajeno, mediante la imposición de servidumbres legales. En este último caso, sobre el dueño del predio sirviente recae la obligación de no efectuar plantaciones, construcciones ni obras de otra naturaleza que perturben el libre ejercicio de la servidumbre constituida sobre sus terrenos, además de permitir la entrada de personal de la empresa concesionaria, para que efectúe trabajos de mantenimiento, reparación y otros en las instalaciones de distribución emplazadas dentro de su propiedad.

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

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

Al 31 de diciembre de 2014, Saesa y sus filiales tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

	N° Decretos	Superficie (km2)
Saesa	111	15.010
Edelaysen	3	598
Luz Osorno	11	4.360
<b>Total</b>	<b>125</b>	<b>19.968</b>

## Proveedores y Clientes principales

Durante el ejercicio 2014, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro de electricidad (compras de energía y potencia y transferencia de pago por el uso de los sistemas de subtransmisión) para atender clientes sometidos a regulación de precios, representando cada uno de ellos más del 10% de las compras totales de electricidad de las distribuidoras Saesa y Luz Osorno. Cabe señalar que ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de Saesa y sus filiales distribuidoras.

Por otro lado para la filial Edelaysen, que con el fin de atender sus clientes de distribución debe generar, COPEC y Petrobras constituyen un 85% y 12% de la compra de petróleo, respectivamente.

En el caso de la filial STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, 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.

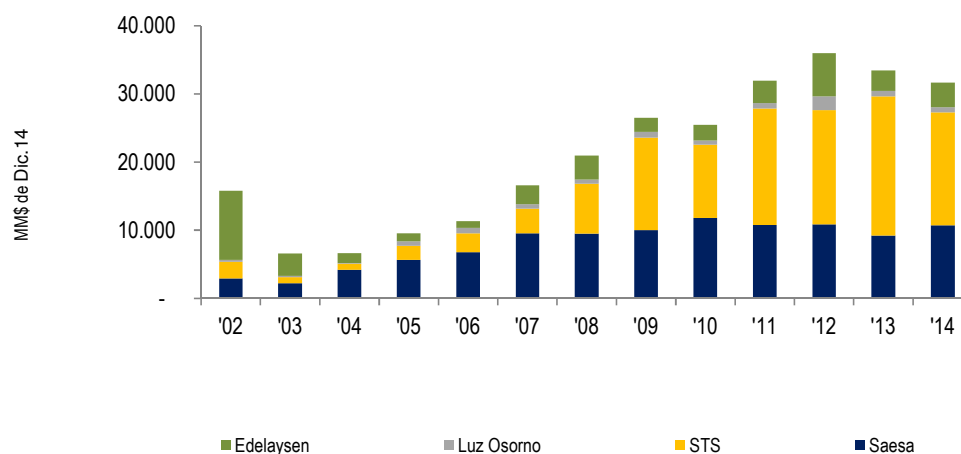
Por último, para la filial SGA, empresa comercializadora, el 63,1% de sus ingresos los concentra la venta de energía a Endesa y Minera Atacama Kozan, con un 43,52% y el 19,61% respectivamente. Los principales proveedores de energía de SGA son Sagesa con un 62% y Capullo con un 34%.

## Inversiones

Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Edelayesen, Luz Osorno y STS.

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\$ 40.000, 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 \$ 35.000 millones.



## Propiedades e Instalaciones

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

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
<b>Saesa</b>	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé	155 Líneas AT (km)
			11.626 Líneas MT (km)
			8.908 Líneas BT (km)
			477 MVA (MT/BT)
<b>Luz Osorno</b>	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente	3.736 Líneas MT (km)
			670 Líneas BT (km)
			59 MVA (MT/BT)
<b>STS</b>	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
<b>Edelaysen</b>	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,5 MW
	Central Tehuelche	Coyhaique	10,1 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9,1 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	6,6 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades entre las Regiones de Los Lagos y Aysén	19 MW

## Calidad de Servicio

Para Saesa, mejorar la calidad y eficiencia en el abastecimiento de electricidad es un objetivo permanente, tanto desde el punto de vista de la atención comercial, como de la calidad del producto. En la actualidad los indicadores de Saesa, tanto urbanos como rurales, presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador. Como evidencia de las mejoras en la calidad de servicio, Saesa ocupa el segundo lugar en el ranking SEC.

## Inversiones Productivas

La eficiente política de inversiones de Saesa se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas del sur de la X Región y entregar un servicio cada vez mejor.

Las Instalaciones de Saesa y sus filiales son las siguientes:

	2014
Líneas Alta Tensión (km)	1.199
Líneas Media Tensión (km)	17.194
Líneas Baja Tensión (km)	10.552
MVA Instalados MT/BT	573

## Sistemas Aislados

Saesa cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Saesa individual y su filial Edelaysen son los siguientes:

		Ventas energía (MWh)	Clientes
Saesa	Ayacara	570	524
	Isla Tac	63	84
	Isla Huar (**)	186	532
Edelaysen	Cisnes	3.150	1.173
	Huichas	811	468
	Villa O'Higgins	503	288
	Amengual-La Tapera	231	268
	Santa Bárbara (***)	153	1(*)
<b>Total</b>		<b>5.667</b>	<b>3.338</b>

(\*) Gobierno Regional de los Lagos

(\*\*) Central interconectado al SIC por cable submarino; venta de energía hasta mayo 2015

(\*\*\*) Central interconectada al Sistema Palena a partir de junio 2014



## Factores de Riesgo

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

### Riesgo Regulatorio

#### a) Cambio de la regulación

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

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

En general, hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica, los cuales, dentro del 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 generación

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

Al inyectar su energía al mercado spot, ésta será valorizada al costo marginal horario en la barra donde se realice la inyección que para estos efectos es calculado por la Dirección de Peajes del CDEC -SIC en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. Por otra parte, si el generador cuenta además con contratos de

suministro, este debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro quien a su vez recaudará de sus clientes al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro. Esta misma situación se repite para la potencia con la salvedad que actualmente el precio de la potencia es fijado por la Comisión Nacional de Energía mediante las respectivas fijaciones tarifarias.

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

#### c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta los primeros días de noviembre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 2,2% (base 2013).

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

Para la filial Edelayen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula los precios regulados de generación, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales en un 0,6% anual (en base 2013).

Periódicamente se revisa la conveniencia de ofrecer servicios en los que los precios fijados por la Autoridad no permitan cubrir los costos reales de su prestación.

#### d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

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 2011 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 0,7% (base 2013).

Por otra parte, a fines del 2014 el Ministerio de Energía ha publicado los decretos de Precio de Nudo Promedio que permitirán a las distribuidoras transferir a los clientes finales los resultados del proceso de Subtransmisión, de manera retroactiva desde enero de 2011, para lo cual además la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha establecido las condiciones para materializar dicha aplicación.

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, que se realizarán en enero 2015 y que es la instancia previa al proceso de elaboración del Informe Técnico que la CNE debe posteriormente someter a observaciones de parte de las empresas y eventualmente resolver sus discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos.

Adicionalmente, la Autoridad ha incluido en un proyecto de modificación a la LGSE en materias de licitación de suministro eléctrico, el extender la vigencia del DS N° 14, en un año más, esto permitirá a dicho decreto establecer las tarifas aplicables desde el 1° de enero de 2011 hasta el 31 de diciembre de 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.

#### e) Contratos de suministro

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro realizada en diciembre de 2014.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

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

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

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

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

Adicionalmente, se han analizado las modificaciones propuestas y se monitorea el avance en el Congreso del proyecto de modificación a la LGSE en materias de licitación de suministro eléctrico que debiera regir para los procesos de licitación que se requieran a partir del 2015.

#### f) Abastecimiento de energía

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

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

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

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

#### Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, 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, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos, los que son analizados por la Compañía, efectuando por ejemplo evaluaciones de sensibilidad a las tasas de interés variable y sensibilidad de variabilidad de la UF.

## **Riesgos de Mercado**

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

En la actualidad el 91% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija.

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

## Gestión Financiera

### Utilidad Líquida Distribuible

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\$27.373.266.

### Dividendos

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

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 3	25-5-12	0,00167322	2011
Extraordinario N° 4	25-5-12	0,00021454	2010
Final N° 5	29-5-13	0,00166567	2012
Final N° 6	28-5-14	0,00089842	2013

### Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
<b>Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2014:</b>	
A pagar dividendo final N° 7	27.373.266
<b>Utilidad a distribuir</b>	<b>27.373.266</b>

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N° 7 de \$ 0,00295712 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.14. Este dividendo representa un 97,3 % de la utilidad.

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\$ 304.501.634 distribuido en 9.005.380.049.737 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2014 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	304.501.634
Ganancias (pérdidas) acumuladas	56.470.705
Otras reservas	21.331.622
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>382.303.961</b>

## Directorio

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, 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
	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	SGA	Total	
Jorge Lesser G.	23.816	1.434	1.436	1.435	1.434	29.555	28.166
Iván Díaz M.	23.816	1.434	1.436	1.435	1.434	29.555	28.210
<b>Total</b>	<b>47.632</b>	<b>2.868</b>	<b>2.872</b>	<b>2.870</b>	<b>2.868</b>	<b>59.110</b>	<b>56.376</b>

Durante el año 2014 y 2013, la Sociedad y sus filiales no han 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 matriz y sus filiales.

## Ejecutivos principales

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



MM\$	Año 2014				Año 2013
	Saesa	STS	Edelaysen	Total	
Remuneraciones fijas	2.418	69	58	2.545	2.151
Incentivos variables	1.198	28	33	1.259	1.070
<b>Totales</b>	<b>3.616</b>	<b>97</b>	<b>91</b>	<b>3.804</b>	<b>3.221</b>

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

Los ejecutivos principales no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

En el año 2014, se registraron MM\$396 por concepto de indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales. Durante el año 2013, no se registraron desembolsos por este concepto.

#### Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	Total
Gerentes y ejecutivos principales	29	1	1	-	31
Profesionales y técnicos	215	61	49	19	344
Administrativos y electricistas	119	8	16	8	151
<b>Total</b>	<b>363</b>	<b>70</b>	<b>66</b>	<b>27</b>	<b>526</b>

## Información Financiera

### Políticas de Inversión y Financiamiento

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

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

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

### Política de Dividendos

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

### Propiedades y Seguros

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad y sus filiales poseen 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 proponer el pago de un dividendo final de \$ 0,00089842 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2013.

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.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, Saesa efectuó una colocación en el Mercado local de bonos de la Serie O desmaterializados y al portador, por un total de UF 2.000.000. Los fondos son destinados a financiamiento de inversiones.



## Empresas Filiales

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

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$13.694.783

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 99,99% (Directa)

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.

## Antecedentes Financieros (en MM\$)

	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

## Cifras Operacionales

	2014	2013
Trabajadores	70	72
<b>Instalaciones propias</b>		
Líneas AT 110-66 kV(km)	717	717
MVA Instalados 220-110-66 kV	690	690
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	918	823
<b>Instalaciones de Terceros operadas</b>		
Líneas AT 110-66 kV(km)	294,6	273
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	213	207

## **Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayesen**

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$37.005.894

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 93, 21% (Directa)



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

Esencialmente, Edelayesen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

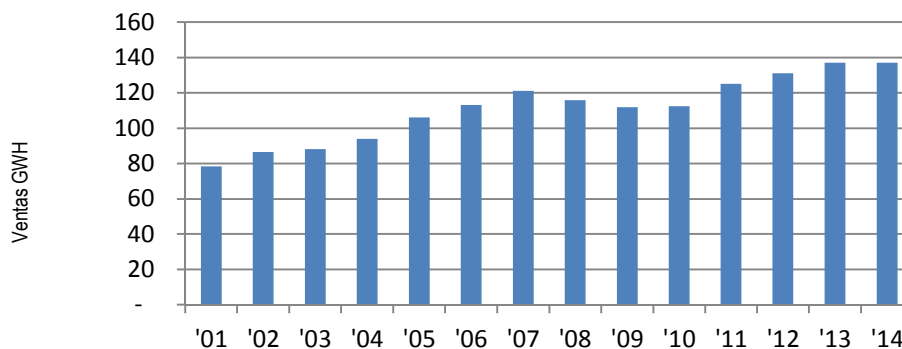
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por \$3.627 millones durante el año 2014.

Edelayesen representa un 9,4 % del activo de Saesa.

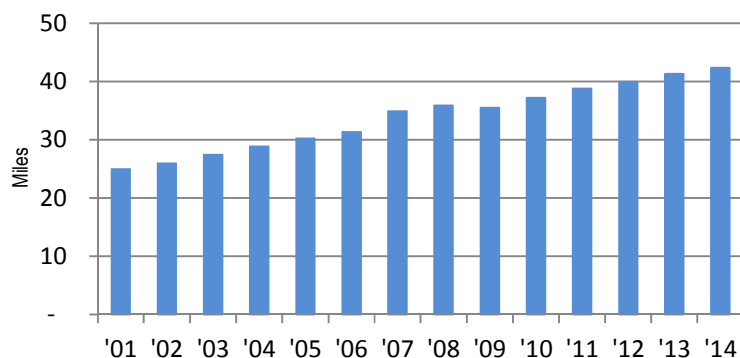
### ***Transacciones con partes relacionadas***

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Las ventas de energía durante el 2014 alcanzaron a 137 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 42 mil clientes.



## Antecedentes Financieros

Antecedentes Financieros	MM\$	MM\$
	2014	2013
Ingresos	19.938	18.993
Margen Bruto	13.701	12.477
Ganancia	5.056	4.824
Activos	80.410	76.913
Pasivos	11.021	9.607
Patrimonio	69.389	67.307
Inversiones	3.627	3.021
EBITDA	7.628	7.221

## Cifras Operacionales

	2014	2013
Venta de Energía (GWh)	137	137
Clientes (Miles)	42	41
Trabajadores	66	66
Líneas AT (km)	327	313
Líneas MT (km)	1.832	1.902
Líneas BT (km)	974	967
MVA Instalados (MT/BT)	37	37

	Cantidad de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	1,98
Hidroeléctrica	7	25,1
Diesel	18	28,2
<b>Total</b>	<b>26</b>	<b>55,3</b>



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

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$10.557.505

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 100% (Directa)



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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos, en diciembre 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N° 2288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC - SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

En el ejercicio 2014 se efectuaron inversiones por \$779 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

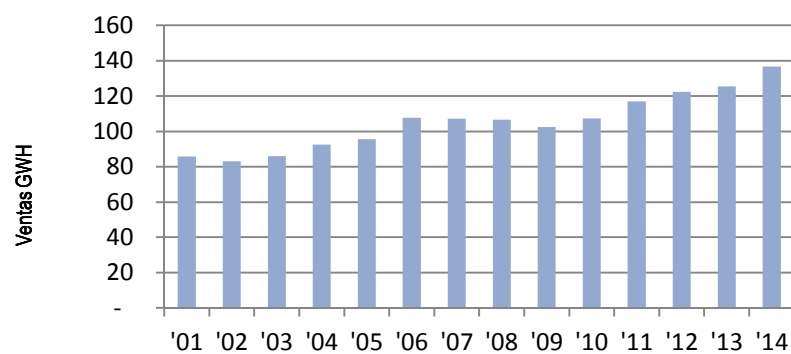
Luz Osorno representa un 2,3% del activo de Saesa.

**Transacciones con partes relacionadas**

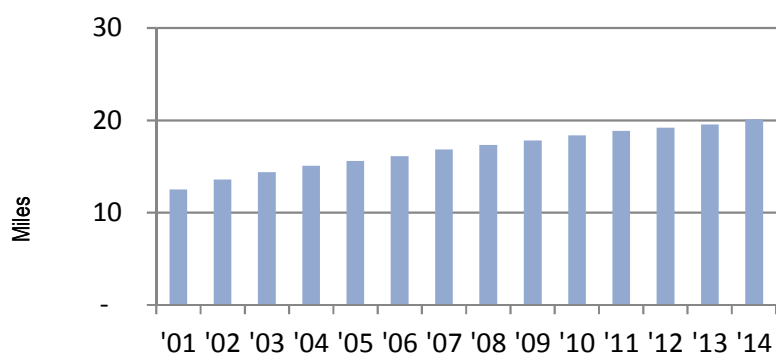
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

Las ventas de energía durante el 2014 alcanzaron a 137 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 20 mil clientes



## Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2014	2013
Ingresos	16.647	13.184
Margen Bruto	5.151	4.560
Ganancia	2.322	1.864
Activos	22.798	20.004
Pasivos	6.820	4.088
Patrimonio	15.978	15.916
Inversiones	779	825
EBITDA	3.534	2.845

## Cifras Operacionales

	2014	2013
Venta de Energía (GWh)	137	125
Clientes (Miles)	20	20
Trabajadores	27	26
Líneas MT (km)	3.736	3.728
Líneas BT (km)	670	653
MVA Instalados (MT/BT)	59	58

**Sociedad Generadora Austral S.A., SGA**

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$3.160.921

Participación Soc. Austral de Electricidad S.A.: 99,9% (Directa)

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

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

En el ejercicio 2014, la Sociedad obtuvo un EBITDA de \$1.562 millones.

SGA representa un 1,2% 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, los préstamos en cuentas corrientes, pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

## Estados Resumidos de SGA

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	9.991.463	10.128.792
Activos No Corrientes	128.520	109.214
<b>Total Activos</b>	<b>10.119.983</b>	<b>10.238.006</b>

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	1.728.688	2.055.399
Pasivos No Corrientes	-	-
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.728.688</b>	<b>2.055.399</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>8.391.295</b>	<b>8.182.607</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>10.119.983</b>	<b>10.238.006</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	1.622.413	1.171.254
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>682.053</b>	<b>871.652</b>
Impuesto a las Ganancias	(302.272)	(277.671)
<b>Ganancia</b>	<b>379.781</b>	<b>593.981</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	856.495	1.122.612
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	1.900.707	642.361
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.500.000)	(949.512)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	2
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>1.257.204</b>	<b>815.463</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	2.052.982	1.237.519
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año</b>	<b>3.310.186</b>	<b>2.052.982</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial al 01/01/2014	8.182.607	7.090.288
Total de Cambios en Patrimonio	208.688	1.092.319
<b>Saldo Final al 31/12/2014</b>	<b>8.391.295</b>	<b>8.182.607</b>

**Sistema de Transmisión del Norte S.A.****STN**

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$298.943

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 90 % (Indirecta)

**Directores:**

Francisco Alliende Arriagada / Rut 6.379.874-6

Víctor Vidal Villa / Rut 9.987.057-5

Charles Naylor Del Rio / Rut 7.667.414-0

Con fecha 11 de septiembre de 2014, la filial Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión de Norte S.A., “STN”, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

La participación de Saesa en la Sociedad es de un 90%. Actualmente STN se encuentra desarrollando un sistema de transmisión cuyo propósito será abastecer los nuevos requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La fecha de puesta en servicio del sistema de transmisión es durante el primer semestre de 2016.

STN no representa un porcentaje del active de Saesa, por tener patrimonio negativo.

**Transacciones con partes relacionadas**

Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están los servicios de ingeniería y los préstamos en cuentas Corrientes, que pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

Estados Resumidos Sistema de Transmisión del Norte S.A.

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

	31-dic-2014
<b>M\$</b>	
<b>ACTIVOS</b>	
Activos Corrientes	3.268.529
Activos No Corrientes	3.464.459
<b>Total Activos</b>	<b>6.732.988</b>

	31-dic-2014
<b>M\$</b>	
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>	
Pasivos Corrientes	6.842.271
Pasivos No Corrientes	-
<b>Total Pasivos</b>	<b>6.842.271</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>(109.283)</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>6.732.988</b>

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

	31-dic-2014
<b>M\$</b>	
Margen Bruto	(3.262)
<b>Pérdida Antes de Impuesto</b>	<b>(53.288)</b>
Gastos por Impuestos	14.359
<b>Pérdida</b>	<b>(38.929)</b>

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

	31-dic-2014
<b>M\$</b>	
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(35.721)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	2.664.569
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	29.843
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>2.658.691</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	-
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año</b>	<b>2.658.691</b>

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

	31-dic-2014
	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>
<b>M\$</b>	
Saldo Inicial al 01/01/2014	298.943
Total de Cambios en Patrimonio	(408.226)
<b>Saldo Final al 31/12/2014</b>	<b>(109.283)</b>

## Información Resumida de Negocios Conjuntos

### ELETRANS S.A. Y ELETRANS II S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado ELETRANS S.A.: MUS\$1.044

Capital Suscrito y Pagado ELETRANS II S.A.: MUS\$20

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50% (Directa)

### Directorio

Directores Titulares:

Luis Eduardo Pawluszek, Presidente, Extranjero / Juan Ignacio Parot Becker, Vicepresidente, Rut 7.011.905-6 / Francisco Alliende Arriagada, Rut 6.379.874-6 / Carlos Mauer Diaz Barriga, Extranjero / Francisco Mualim Tietz, Rut 6.139.056-1 / Waldo Fortín Cabezas, Rut 4.556.889-K.

Directores Suplentes: Ben Hawkins, Extranjero/ Marcelo Luengo Amar, 7.425.589-2/ Víctor Vidal Villa, Rut 9.987.057-5/ Jorge Lesser García Huidobro, Rut 6.443.633-3/ Allan Hughes García, Rut 8.293.378-6/ Manuel Pfaff Rojas, Rut 8.498.630-5.

Administración: Gerente General: Fulvio Stacchetti Encalada, Rut 6.617.581-2 / Subgerente General: Julio Herrera Mahan, Rut 13.225.404-4.

### Objeto Social

En el mes de junio de 2012, la filial Saesa y Chilquinta Energía S.A. (esta última no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), constituyeron una sociedad denominada ELETRANS S.A.. En el mes de junio de 2013 constituyeron una nueva sociedad denominada ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades.

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

ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., no representa un porcentaje del activo de Saesa, por tener patrimonio negativo.



## Estado de Situación Financiera ELETRANS S.A.

ACTIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	6.125,87	11.095,70	3.716.872	5.820.915
ACTIVOS NO CORRIENTES	54.294,15	11.147,99	32.942.976	5.848.347
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>60.420,02</b>	<b>22.243,69</b>	<b>36.659.848</b>	<b>11.669.262</b>

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES	6.008,41	240,65	3.645.603	126.247
PASIVOS NO CORRIENTES	66.009,86	28.185,92	40.051.483	14.786.616
PATRIMONIO	(11.598,25)	(6.182,88)	(7.037.238)	(3.243.601)
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>60.420,02</b>	<b>22.243,69</b>	<b>36.659.848</b>	<b>11.669.262</b>

Estado de Resultados Integrales	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ganancia (pérdida)				

Otros ingresos	17,04	0,85	9.496	403
Otros gastos, por naturaleza	(456,54)	(295,78)	(261.687)	(146.560)

Ingresos financieros	160,99	123,94	89.395	63.677
Costos financieros	(569,62)	(398,35)	(279.297)	(200.053)
Diferencias de cambio	(3.482,33)	(1.053,66)	(1.877.245)	(538.424)

<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(4.330,46)</b>	<b>(1.623,00)</b>	<b>(2.319.338)</b>	<b>(820.957)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	814,57	325,27	431.895	164.618
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(1.887.443)</b>	<b>(656.339)</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(1.887.443)</b>	<b>(656.339)</b>

Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
-------------------------------	-------------------------------------	-------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------

<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(1.887.443)</b>	<b>(656.339)</b>
<b>Otro resultado integral</b>				
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(3.608,37)	(7.306,59)	(2.789.542)	(3.833.110)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>(3.608,37)</b>	<b>(7.306,59)</b>	<b>(2.789.542)</b>	<b>(3.833.110)</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	721,67	1.461,32	557.908	766.622
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período</b>	<b>721,67</b>	<b>1.461,32</b>	<b>557.908</b>	<b>766.622</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>	<b>(2.886,70)</b>	<b>(5.845,27)</b>	<b>(2.231.634)</b>	<b>(3.066.488)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>(6.402,59)</b>	<b>(7.143,00)</b>	<b>(4.119.077)</b>	<b>(3.722.827)</b>

# Estado de Situación Financiera ELETRANS II S.A.

ACTIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	14.473,18	3.902,61	8.781.602	2.047.348
ACTIVOS NO CORRIENTES	14.417,97	3.665,40	8.748.103	1.922.905
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>28.891,15</b>	<b>7.568,01</b>	<b>17.529.705</b>	<b>3.970.253</b>

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES	28.794,93	7.493,15	17.471.324	3.930.981
PASIVOS NO CORRIENTES	3.543,19	714,80	2.149.830	374.991
PATRIMONIO	(3.446,97)	(639,94)	(2.091.449)	(335.719)
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>28.891,15</b>	<b>7.568,01</b>	<b>17.529.705</b>	<b>3.970.253</b>

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Otros ingresos	27,15	-	16.310	-
Otros gastos, por naturaleza	(184,16)	(8,83)	(109.160)	(4.646)
Ingresos financieros	309,01	36,84	177.664	18.956
Costos financieros	(451,74)	(100,20)	(246.604)	(51.457)
Diferencias de cambio	(2.135,53)	(54,36)	(1.216.061)	(29.257)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(2.435,27)</b>	<b>(126,55)</b>	<b>(1.377.851)</b>	<b>(66.404)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	500,55	25,31	283.225	13.281
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(1.094.626)</b>	<b>(53.123)</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(1.094.626)</b>	<b>(53.123)</b>

Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(1.094.626)</b>	<b>(53.123)</b>
<b>Otro resultado integral</b>				
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(2.830,81)	(698,38)	(1.299.734)	(366.375)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>(2.831)</b>	<b>(698,38)</b>	<b>(1.299.734)</b>	<b>(366.375)</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	764,32	139,68	350.928	73.275
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>764,32</b>	<b>139,68</b>	<b>350.928</b>	<b>73.275</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>	<b>(2.066,49)</b>	<b>(558,70)</b>	<b>(948.806)</b>	<b>(293.100)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>(4.001,21)</b>	<b>(659,94)</b>	<b>(2.043.432)</b>	<b>(346.223)</b>

## 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.



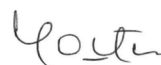
**Jorge Lesser G / 6.443.633-3**  
Presidente



**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

## Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	176.915.830	94.761.800
Activos No Corrientes	582.070.561	559.814.668
<b>Total Activos</b>	<b>758.986.391</b>	<b>654.576.468</b>

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	156.274.507	122.869.704
Pasivos No Corrientes	196.690.218	142.611.034
<b>Total Pasivos</b>	<b>352.964.725</b>	<b>265.480.738</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>406.021.666</b>	<b>389.095.730</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>758.986.391</b>	<b>654.576.468</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	108.398.876	96.278.466
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>33.990.024</b>	<b>33.537.984</b>
Impuesto a las Ganancias	(6.192.325)	(6.169.979)
<b>Ganancia</b>	<b>27.797.699</b>	<b>27.368.005</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	39.362.426	57.621.809
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(38.053.115)	(42.255.127)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	39.425.720	(61.848.453)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	30.087	(10.632)
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>40.765.118</b>	<b>(46.492.403)</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	19.787.016	66.279.419
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año</b>	<b>60.552.134</b>	<b>19.787.016</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial al 01/01/2014	389.095.730	379.680.255
Total de Cambios en Patrimonio	16.925.936	9.415.475
<b>Saldo Final al 31/12/2014</b>	<b>406.021.666</b>	<b>389.095.730</b>

## 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
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	8.512.843	17.104.745
Activos No Corrientes	151.239.976	139.052.311
<b>Total Activos</b>	<b>159.752.819</b>	<b>156.157.056</b>

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

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

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

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
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)
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>(3.308.305)</b>	<b>3.147.834</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	3.389.312	241.478
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año</b>	<b>81.007</b>	<b>3.389.312</b>

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

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

# Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayesen

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	22.180.413	19.620.370
Activos No Corrientes	58.229.582	57.293.319
<b>Total Activos</b>	<b>80.409.995</b>	<b>76.913.689</b>

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	4.489.449	4.544.190
Pasivos No Corrientes	6.531.764	5.062.330
<b>Total Pasivos</b>	<b>11.021.213</b>	<b>9.606.520</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>69.388.782</b>	<b>67.307.169</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>80.409.995</b>	<b>76.913.689</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	13.700.891	12.476.792
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>5.761.966</b>	<b>5.786.159</b>
Impuesto a las Ganancias	(705.861)	(962.493)
<b>Ganancia</b>	<b>5.056.105</b>	<b>4.823.666</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	7.714.742	7.104.471
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(5.205.530)	(3.709.926)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.442.747)	(983.343)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	439
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>1.066.467</b>	<b>2.411.641</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	4.202.080	1.790.439
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año</b>	<b>5.268.547</b>	<b>4.202.080</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>	<b>Total Cambios en Patrimonio Neto</b>
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial al 01/01/2014	67.307.169	63.929.774
Total de Cambios en Patrimonio	2.081.613	3.377.395
<b>Saldo Final al 31/12/2014</b>	<b>69.388.782</b>	<b>67.307.169</b>

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>ACTIVOS</b>		
Activos Corrientes	6.799.826	4.043.827
Activos No Corrientes	15.997.808	15.960.291
<b>Total Activos</b>	<b>22.797.634</b>	<b>20.004.118</b>

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>		
Pasivos Corrientes	5.589.735	3.096.189
Pasivos No Corrientes	1.230.113	991.919
<b>Total Pasivos</b>	<b>6.819.848</b>	<b>4.088.108</b>
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>15.977.786</b>	<b>15.916.010</b>
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>22.797.634</b>	<b>20.004.118</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Margen Bruto	5.150.845	4.559.814
<b>Ganancia Antes de Impuesto</b>	<b>2.766.558</b>	<b>2.270.779</b>
Impuesto a las Ganancias	(444.945)	(407.056)
<b>Ganancia</b>	<b>2.321.613</b>	<b>1.863.723</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	354.174	2.635.819
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(936.171)	(989.868)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(461.572)	(520.842)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(6)	-
<b>Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</b>	<b>(1.043.575)</b>	<b>1.125.109</b>
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al principio del año	1.464.020	338.911
<b>Efectivo y Equivalentes al Efectivo al final del año</b>	<b>420.445</b>	<b>1.464.020</b>

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

	31-dic-2014	31-dic-2013
<b>M\$</b>		
Saldo Inicial al 01/01/2014	15.916.010	14.609.547
Total de Cambios en Patrimonio	61.776	1.306.463
<b>Saldo Final al 31/12/2014</b>	<b>15.977.786</b>	<b>15.916.010</b>



## Estados Financieros

---

## INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de  
Sociedad Austral de Electricidad S.A.

**Oficina central**  
Rosario Norte 407  
Las Condes, Santiago  
Chile  
Fono: (56-2) 2729 7000  
Fax: (56-2) 2374 9177  
deloittechile@deloitte.com  
www.deloitte.cl

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados consolidados 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 consolidados.

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

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con 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 consolidados. 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 consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de 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 consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados 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 consolidados.

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 consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales 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**

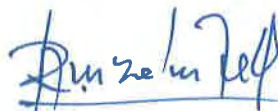
Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio 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 consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales 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 consolidados.



Marzo 11, 2015  
Concepción, Chile



René González L.  
12.380.681-6

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**

**Estados Consolidados de Situación Financiera**

Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013

(En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	60.552.134	19.787.016
Otros activos no financieros corrientes		579.702	587.435
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	5	99.677.686	60.538.449
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	6	2.596.731	1.608.507
Inventarios corrientes	7	10.483.915	8.908.658
Activos por impuestos corrientes, corriente	8	3.025.662	3.331.735
<b>Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.</b>		<b>176.915.830</b>	<b>94.761.800</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>176.915.830</b>	<b>94.761.800</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>			
Otros activos financieros no corrientes	9	5.479.871	8.138.324
Otros activos no financieros no corrientes		141.828	130.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	5	11.361.669	10.745.283
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	10	24.344.968	23.746.860
Plusvalía	11	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	12	356.634.655	335.865.747
Activos por impuestos diferidos	13	9.691.564	6.771.563
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>582.070.561</b>	<b>559.814.668</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>758.986.391</b>	<b>654.576.468</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**

**Estados Consolidados de Situación Financiera**

Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013

(En miles de pesos – M\$)

<b>PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>Nota</b>	<b>31/12/2014 M\$</b>	<b>31/12/2013 M\$</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	14	9.493.092	8.286.789
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	43.950.444	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	6	72.246.641	56.251.961
Otras provisiones corrientes	17	205.587	539.108
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	8	3.174.313	4.166.526
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	4.383.028	4.078.865
Otros pasivos no financieros corrientes	18	22.821.402	18.365.887
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>156.274.507</b>	<b>122.869.704</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>		<b>156.274.507</b>	<b>122.869.704</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	14	159.525.130	112.127.873
Pasivo por impuestos diferidos	13	16.213.863	13.116.767
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	16.454.168	13.496.679
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	4.497.057	3.869.715
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>196.690.218</b>	<b>142.611.034</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>352.964.725</b>	<b>265.480.738</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	19	304.501.634	304.501.634
Ganancias acumuladas	19	74.888.725	56.947.561
Otras reservas	19	21.331.622	22.548.690
<b>Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>400.721.981</b>	<b>383.997.885</b>
Participaciones no controladoras	19	5.299.685	5.097.845
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>		<b>406.021.666</b>	<b>389.095.730</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>758.986.391</b>	<b>654.576.468</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**

**Estados Consolidados 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 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	286.985.570	242.006.552
Otros ingresos	20	23.982.884	19.978.503
Materias primas y consumibles utilizados	21	(202.569.578)	(165.706.589)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(14.767.949)	(12.961.309)
Gasto por depreciación y amortización	23	(14.712.138)	(13.012.118)
Otros gastos, por naturaleza	24	(31.542.376)	(28.847.745)
Otras ganancias (pérdidas)		75.949	(28.367)
Ingresos financieros	25	1.576.887	1.469.118
Costos financieros	25	(6.382.581)	(6.359.866)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación		(1.491.035)	(354.731)
Diferencias de cambio	25	(1.246.722)	(654.354)
Resultados por unidades de reajuste	25	(5.918.887)	(1.991.110)
<b>Ganancia, antes de impuestos</b>		<b>33.990.024</b>	<b>33.537.984</b>
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(6.192.325)	(6.169.979)
<b>Ganancia procedente de operaciones continuadas</b>		<b>27.797.699</b>	<b>27.368.005</b>
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
<b>Ganancia</b>		<b>27.797.699</b>	<b>27.368.005</b>
<b>Ganancia, atribuible a</b>			
Ganancia, atribuible a los propietarios de la controladora		27.373.266	26.968.636
Ganancia, atribuible a participaciones no controladoras	19	424.433	399.369
<b>Ganancia</b>		<b>27.797.699</b>	<b>27.368.005</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>			
Ganancia por acción básica de operaciones continuadas	\$/acción	0,0030397	0,0029947
Ganancia por acción básica de operaciones discontinuadas	\$/acción	-	-
<b>Ganancia por acción básica</b>	<b>\$/acción</b>	<b>0,0030397</b>	<b>0,0029947</b>

**SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**  
**Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales**  
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013  
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
<b>Ganancia</b>		<b>27.797.699</b>	<b>27.368.005</b>
<b>Otro resultado integral</b>			
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos</b>			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	17	(337.771)	(123.716)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos</b>		<b>(337.771)</b>	<b>(123.716)</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos</b>			
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		1.277.663	691.389
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión</b>		<b>1.277.663</b>	<b>691.389</b>
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(482.369)	65.855
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>(482.369)</b>	<b>65.855</b>
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		(1.913.485)	(1.670.477)
<b>Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos</b>		<b>(1.913.485)</b>	<b>(1.670.477)</b>
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	13	91.198	24.743
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>		<b>91.198</b>	<b>24.743</b>
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	13	108.533	(13.172)
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>		<b>108.533</b>	<b>(13.172)</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>		<b>(1.256.231)</b>	<b>(1.025.378)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>26.541.468</b>	<b>26.342.627</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral Atribuible a los propietarios de la Controladora		26.156.198	25.942.341
Resultado integral Atribuible a Participaciones No Controladoras		385.270	400.286
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>26.541.468</b>	<b>26.342.627</b>

## SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

### 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\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2014	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											27.373.266	27.373.266	424.433	27.797.699
Otro resultado integral					1.128.134	(2.102.136)	(243.066)			(1.217.068)		(1.217.068)	(39.163)	(1.256.231)
Resultado integral												26.156.198	385.270	26.541.468
Dividendos											(8.211.980)	(8.211.980)		(8.211.980)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios												-		-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios											(1.220.122)	(1.220.122)	(183.430)	(1.403.552)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.128.134	(2.102.136)	(243.066)	-	-	(1.217.068)	17.941.164	16.724.096	201.840	16.925.936
Saldo Final al 31/12/2014	304.501.634	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas							Ganancias (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2013	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	(34.635)	-	24.957.895	23.574.985	46.799.271	374.875.890	4.804.365	379.680.255
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-		-	-	-		-	-		-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	(1.295.733)	(52.542)	(34.635)	-	24.957.895	23.574.985	46.799.271	374.875.890	4.804.365	379.680.255
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)											26.968.636	26.968.636	399.369	27.368.005
Otro resultado integral					700.015	(1.627.252)	(99.058)			(1.026.295)		(1.026.295)	917	(1.025.378)
Resultado integral												25.942.341	400.286	26.342.627
Dividendos											(16.820.346)	(16.820.346)		(16.820.346)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios												-		-
Incremento (disminución) por otros cambios												-	(106.806)	(106.806)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	700.015	(1.627.252)	(99.058)	-	-	(1.026.295)	10.148.290	9.121.995	293.480	9.415.475
Saldo Final al 31/12/2013	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730



# **SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**

## **Estados Consolidados de Flujo 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\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b> <b>Clases de cobros por actividades de operación</b> Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos Otros cobros por actividades de operación <b>Clases de pagos</b> Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios Pagos a y por cuenta de los empleados Otros pagos por actividades de operación Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación Otras entradas (salidas) de efectivo <b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>343.763.493</b> 343.632.518 60.418 - 70.557 <b>(299.655.488)</b> (284.356.147) (12.571.660) (2.727.681) (4.745.579) - <b>39.362.426</b>	<b>309.543.905</b> 309.383.859 - - 160.046 <b>(249.839.750)</b> (233.351.268) (10.469.468) (6.019.014) (2.095.012) 12.666 <b>57.621.809</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b> Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión Préstamos a entidades relacionadas Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión Cobros a entidades relacionadas Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión <b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		 (273.014) (818.100) 7.510 (38.263.494) (2.623.370) 2.580.136 602.167 735.050 <b>(38.053.115)</b>	 (5.140) (5.143.816) 31.415 (43.118.470) - - 4.741.000 1.239.884 <b>(42.255.127)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b> Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación Importes procedentes de préstamos de largo plazo Importes procedentes de préstamos de corto plazo Préstamos de entidades relacionadas Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación Pagos de préstamos a entidades relacionadas Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación <b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>48.886.204</b> 48.886.204 - 27.841.795 (7.610.229) (15.332.599) 834.775 (8.191.921) (7.002.305) <b>39.425.720</b>	<b>16.500.000</b> 6.000.000 10.500.000 55.036.368 (101.826.042) (18.075.140) 9.063.846 (15.068.283) (7.479.202) <b>(61.848.453)</b>
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio <b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b> Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año <b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año</b>	    <b>4</b>	40.735.031 <b>30.087</b> 30.087 <b>40.765.118</b> 19.787.016 <b>60.552.134</b>	(46.481.771) <b>(10.632)</b> (10.632) <b>(46.492.403)</b> 66.279.419 <b>19.787.016</b>

## **SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**

### **Notas a los estados financieros consolidados**

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos – M\$)

---

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

Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Ex Inversiones Los Lagos II S.A.), en adelante la “Sociedad” o “Saesa” se constituyó bajo el nombre “Inversiones Los Lagos II Limitada” (“**Los Lagos II**”) producto de la división de la sociedad Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades de responsabilidad limitada, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades que nacieron a raíz de dicha división, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada, Inversiones Los Lagos III Limitada e Inversiones Los Lagos IV Limitada. A Los Lagos II se le asignaron en dicha división las acciones que Inversiones Los Lagos Limitada mantenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (ver párrafo 3). Dicha división se efectuó mediante escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009.

Mediante escritura pública de fecha 15 de diciembre de 2009, los Socios de Los Lagos II acordaron su transformación en sociedad anónima, pasando a denominarse “Inversiones Los Lagos II S.A.”

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011, se produjo la fusión por absorción de Sociedad Austral de Electricidad S.A. RUT N°96.956.660-5 (en adelante, “**Antigua Saesa**”) en Los Lagos II, adquiriendo esta última, como continuadora, todos los activos y pasivos de Antigua Saesa, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos II S.A. pasó a denominarse, a partir de la fecha de materialización de la fusión, “**Sociedad Austral de Electricidad S.A.**”

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1072 y está sujeta a la fiscalización de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelaysen, inscrita con el número 28 y Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 269.

Las sociedades filiales no inscritas son Sociedad Generadora Austral S.A., SGA., y Sistema de Transmisión del Norte S.A., STN.

Saesa y su filial Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). La filial Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

La filial SGA (Sociedad Generadora Austral S.A.) comercializa energía eléctrica en el mercado spot del CDEC-SIC y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial STS desarrolla la actividad de transmisión, que corresponde principalmente al servicio de transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa y Alusa Ingeniería Limitada (Actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía. La participación de Saesa en la sociedad es de un 90%. Actualmente STN se encuentra desarrollando un sistema de transmisión cuyo propósito será abastecer los nuevos requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). La fecha de puesta en servicio del sistema de transmisión es durante el primer semestre de 2016.

## 2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

### 2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros consolidados de la Sociedad y sus filiales 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 Consolidados 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 efectos significativos para la Sociedad y sus filiales en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, 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 consolidados anuales, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 9, Instrumentos Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016
NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes	Períodos 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 adoptado 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\$1.220.122, que de acuerdo a NIIF debería ser presentado con cargo a resultados del año. (Ver nota 19.1.5).

## 2.4 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se requiere el uso de estimaciones y supuestos que afectarán los montos a reportar de activos y pasivos a la fecha de los estados financieros y los montos de ingresos y gastos durante el año 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 consolidados son los siguientes:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan

estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.

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

## 2.5 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados Consolidados anuales de Saesa y filiales al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Los Estados de Resultados Integrales Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.
- Estados de Flujos de Efectivo Consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

## 2.6 Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales 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 Consolidados 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).

## 2.7 Principios de consolidación y combinación de negocios

Los estados financieros consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

- (a) poder sobre la inversión (es decir derechos existentes que le dan la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada, es decir, las actividades que afectan de forma significativa a los rendimientos de la participada);
- (b) exposición, o derecho, a rendimientos variables procedentes de su involucramiento en la participada; y
- (c) capacidad de utilizar su poder sobre la participada para influir en sus rendimientos.

Cuando la Sociedad tiene menos que la mayoría de los derechos a voto de una sociedad participada, tiene el poder sobre la sociedad participada cuando estos derechos a voto son suficientes para darle en la práctica la capacidad de dirigir las actividades relevantes de la sociedad participada unilateralmente. La Sociedad considera todos los hechos y circunstancias para evaluar si los derechos a voto en una participada son suficientes para darle el poder, incluyendo:

- (a) el número de los derechos de voto que mantiene el inversor en relación con el número y dispersión de los que mantienen otros tenedores de voto;
- (b) los derechos de voto potenciales mantenidos por el inversor, otros tenedores de voto u otras partes;
- (c) derechos que surgen de otros acuerdos contractuales; y
- (d) cualesquiera hechos y circunstancias adicionales que indiquen que el inversor tiene, o no tiene, la capacidad presente de dirigir las actividades relevantes en el momento en que esas decisiones necesiten tomarse, incluyendo los patrones de conducta de voto en reuniones de accionistas anteriores.

La Sociedad reevaluará si tiene o no control en una participada si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los tres elementos de control mencionados anteriormente.

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el año se incluyen en los estados financieros consolidados de resultados integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

La ganancia o pérdida de cada componente de otros resultados integrales son atribuidas a los propietarios de la Sociedad y a la participación no controladora, según corresponda. El total de



resultados integrales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aun cuando el resultado de la participación no controladora tenga un déficit de saldo.

Si una filial utiliza políticas contables diferentes de las adoptadas en los estados financieros consolidados, para transacciones y otros sucesos similares en circunstancias parecidas, se realizarán los ajustes adecuados en los estados financieros de las filiales al elaborar los estados financieros consolidados para asegurar la conformidad con las políticas contables de la Sociedad.

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre las entidades del grupo, son eliminados en la consolidación.

La conversión de los estados financieros de las filiales Sociedad Generadora Austral S.A. y Sistema de Transmisión del Norte S.A. con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambios existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

El detalle del grupo consolidado se presenta a continuación:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2013
				31/12/2014			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,4560%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2067%	0,0000%	93,2067%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	USD	90,0000%	0,0000%	90,0000%	0,0000%

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa y Alumini Ingeniería Limitada constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

## 2.8 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales es como sigue:

Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Dólar Estadounidense



## 2.9 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realizan la Sociedad y sus filiales 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 cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados 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
<b>Dólar Estadounidense</b>	606,75	524,61
<b>Unidad de Fomento</b>	24.627,10	23.309,56

## 2.10 Compensación de saldos y transacciones

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

## 2.11 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. 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	789.228	1.153.434
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,77%	3,69%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.682.467 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 y a M\$1.578.647 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013. (Ver nota 22).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes 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 y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales, 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
<b>Edificio</b>	40-80
<b>Plantas y Equipos:</b>	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
<b>Equipos de tecnología de la información:</b>	
Computación	5
<b>Instalaciones fijas y accesorios:</b>	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
<b>Otros equipos y herramientas:</b>	10

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

## 2.12 Activos intangibles

### 2.12.1 Plusvalía comprada

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

### **2.12.2 Servidumbres**

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

### **2.12.3 Programas informáticos**

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas, y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente se valorizan a su costo neto de las 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.

### **2.12.4 Costos de investigación y desarrollo**

Durante los años presentados, la Sociedad y sus filiales no han 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.

## **2.13 Deterioro de los activos**

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar 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.

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

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

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

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

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

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

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

## **2.14 Arrendamientos**

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

La Sociedad y sus filiales no presenta arrendamientos financieros, de haberlos, en aquellos en que actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo y un pasivo por el mismo monto, igual al valor razonable del bien arrendado, o bien, si éste fuera menor, al valor actual de los pagos mínimos por el arrendamiento. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se asignan entre gasto financiero y reducción de la obligación. El cargo financiero se asigna a cada período pendiente durante el plazo del arrendamiento, de modo que se obtenga una tasa de interés constante sobre el saldo de la obligación.

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

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

## **2.15 Instrumentos financieros**

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

### **2.15.1 Activos Financieros no derivados**

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

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

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

**b) Préstamos y cuentas por cobrar**

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

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

**2.15.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

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

**2.15.3 Pasivos financieros no derivados**

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

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

**2.15.4 Derivados y operaciones de cobertura**

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

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

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

Aquella parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, de acuerdo a la respectiva metodología, resulte inefectiva, deberá ser considerada para efectos de límites de riesgo.

#### **a) Clasificación de los instrumentos de cobertura**

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad y sus filiales clasifican el instrumento de cobertura sólo en cualquiera de las siguientes categorías:

##### **a.1) Coberturas de valor razonable**

Consisten en la designación de instrumentos de cobertura destinados a cubrir la exposición a cambios en el valor razonable de un activo, pasivo o compromiso en firme no reconocido en el balance, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

##### **a.2) Coberturas de flujo de caja**

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

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

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

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

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

#### **2.15.5 Instrumentos de patrimonio**

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

#### **2.16 Inventarios**

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

#### **2.17 Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación**

La Sociedad contabiliza sus participaciones en asociadas o negocios conjuntos por el método de la participación. Asociadas son sociedades en que tiene una influencia significativa y negocios conjuntos son aquellos acuerdos que se someten a control conjunto.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad

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

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

## **2.18 Otros pasivos no financieros**

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

### **2.18.1 Ingresos diferidos**

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

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

### **2.18.2 Subvenciones estatales**

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

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

### **2.18.3 Obras en construcción para terceros**

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales, generando un abono al pasivo y un cargo a cuentas por cobrar. La construcción de la obra genera cargos a este pasivo hasta el término del contrato. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

## **2.19 Provisiones**

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y sus filiales esperan 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 y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

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



## **2.20 Beneficios a los empleados**

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

La Sociedad y sus filiales reconocen 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 balance general representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del año.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. 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.

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

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

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

## **2.22 Impuesto a las ganancias**

El resultado por impuesto a las ganancias del año, se define como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades 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 siguientes), 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.

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

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

## **2.24 Ganancias por acción**

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del 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.

## 2.25 Dividendos

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

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

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuible 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.

## 2.26 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, 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 y sus filiales, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la 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 filial Edelayson), 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.

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

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

### 3.3 Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de

monopolio natural en el mercado de los clientes regulados. Si bien la autoridad puede otorgar concesiones superpuestas, en la práctica no se incentiva que coexistan en un mismo territorio instalaciones pertenecientes a distintas distribuidoras, ya que las señales tarifarias impuestas por la autoridad regulatoria apuntan a un óptimo técnico-económico, vale decir, no financian instalaciones de distribución que ésta considere redundantes o innecesarias para cumplir con las exigencias impuestas a este servicio.

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

#### **a) Clientes Regulados**

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

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

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

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

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

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

## **3.4 Marco regulatorio**

### **3.4.1 Aspectos generales**

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, que contiene la Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha ley, contenida en el Decreto Supremo N°327/97. 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.

### **3.4.2 Ley Corta I**

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación (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.

### **3.4.3 Ley Corta II**

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

### **3.4.4 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.

#### **3.4.5 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.

#### **3.4.6 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.

#### **3.4.7 Ley Net Metering**

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

#### **3.4.8 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.

#### **3.4.9 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.

#### **3.4.10 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.

#### **3.4.11 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 de 2014, 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.

### **3.4.12 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**: Organismo 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 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Efectivo en Caja	2.157.617	1.531.396
Saldo en Bancos	1.356.404	685.179
Depósitos a plazo	46.615.535	-
Otros instrumentos de renta fija	10.422.578	17.570.441
<b>Totales</b>	<b>60.552.134</b>	<b>19.787.016</b>

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

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 Depósitos a corto plazo y 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\$
Saesa	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	4.978.185	2.520.117
Saesa	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	1.591.077
Saesa	Euroamerica	Fondos Mutuos	-	2.554.094
Saesa	Scotia Adm. General de FMS.A.	Fondos Mutuos	-	345.093
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 FMS.A.	Fondos Mutuos	-	273.116
STS	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.408.872
Luz Osorno	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	226.559	-
Luz Osorno	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	-	1.204.387
Luz Osorno	Scotia Adm. General de FMS.A.	Fondos Mutuos	-	36.007
Edelaysen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	1.256.947	1.373.629
Edelaysen	Banco Estado S.A. AGF	Fondos Mutuos	-	1.007.682
Edelaysen	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.416.197
Edelaysen	Scotia Adm. General de FMS.A.	Fondos Mutuos	-	103.018
SGA	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	1.303.848	-
SGA	Bice Inversiones AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	1.197.265
SGA	Scotia Adm. General de FMS.A.	Fondos Mutuos	-	854.035
STN	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	2.587.513	-
<b>Totales</b>			<b>10.422.578</b>	<b>17.570.441</b>

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Saesa	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	5.001.650	-
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	10.037.171	-
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	26.069.767	-
Edelaysen	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	2.001.320	-
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	500.285	-
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	1.000.280	-
SGA	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	2.005.062	-
<b>Totales</b>			<b>46.615.535</b>	<b>-</b>

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	60.480.203	19.786.146
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	71.931	870
<b>Totales</b>		<b>60.552.134</b>	<b>19.787.016</b>

## 5 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, 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	87.493.428	-	50.035.781	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.588.212	11.886.108	17.204.874	11.269.722
<b>Totales</b>	<b>106.081.640</b>	<b>11.886.108</b>	<b>67.240.655</b>	<b>11.269.722</b>

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	2.419.931	-	2.384.218	-
Otras cuentas por cobrar	3.984.023	524.439	4.317.988	524.439
<b>Totales</b>	<b>6.403.954</b>	<b>524.439</b>	<b>6.702.206</b>	<b>524.439</b>

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	85.073.497	-	47.651.563	-
Otras cuentas por cobrar, neto	14.604.189	11.361.669	12.886.886	10.745.283
<b>Totales</b>	<b>99.677.686</b>	<b>11.361.669</b>	<b>60.538.449</b>	<b>10.745.283</b>

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Facturados</b>	<b>42.120.204</b>	<b>35.494.810</b>
Energía y peajes	26.432.554	21.347.014
Anticipos para importaciones y proveedores	578.312	281.903
Cuenta por cobrar proyectos en curso	896.214	1.579.460
Otros	14.213.124	12.286.433
<b>No Facturados o provisionados</b>	<b>62.250.858</b>	<b>29.767.641</b>
Peajes uso de líneas eléctricas	2.470.036	2.862.607
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	43.141.348	11.847.511
Energía en medidores (*)	15.449.490	13.978.649
Provisión ingresos por obras	1.074.278	957.354
Otros	115.706	121.520
<b>Otros (Cuenta corriente empleados)</b>	<b>1.710.578</b>	<b>1.978.204</b>
<b>Totales, Bruto</b>	<b>106.081.640</b>	<b>67.240.655</b>
Provisión deterioro	(6.403.954)	(6.702.206)
<b>Totales, Neto</b>	<b>99.677.686</b>	<b>60.538.449</b>

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Convenios de pagos y créditos	2.257.200	2.734.851
Anticipos para importaciones y proveedores	578.312	281.903
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.970.492	2.536.815
Deudores materiales y servicios	5.580.194	3.832.368
Cuenta corriente al personal	1.710.578	1.978.204
Otros deudores	6.491.436	5.840.733
<b>Totales</b>	<b>18.588.212</b>	<b>17.204.874</b>
Provisión deterioro	(3.984.023)	(4.317.988)
<b>Totales, Neto</b>	<b>14.604.189</b>	<b>12.886.886</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2014 es de M\$111.039.355 y al 31 de diciembre de 2013 es de M\$71.283.732.

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. Otro aspecto importante que establece el DFL 4/2006 artículo 225 letra a) es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2014 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 446 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	390.063	35%
Comercial	34.959	30%
Industrial	2.796	22%
Otros	19.031	13%
<b>Total</b>	<b>446.849</b>	<b>100%</b>

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios, venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 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	16.256.133	14.078.544
Con vencimiento entre tres y seis meses	323.299	503.871
Con vencimiento entre seis y doce meses	153.935	403.947
Con vencimiento mayor a doce meses	180.761	147.286
<b>Totales</b>	<b>16.914.128</b>	<b>15.133.648</b>

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes gubernamentales o importantes, la Sociedad y sus filiales evalúan el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado.

- d) Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen 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	233.994	90.224.485	3.325	994.966	237.319	91.219.451	218.695	52.218.736	3.427	2.770.406	222.122	54.989.142
Entre 1 y 30 días	162.587	11.033.727	2.059	422.434	164.646	11.456.161	147.522	8.714.244	2.021	289.389	149.543	9.003.633
Entre 31 y 60 días	30.889	4.271.710	573	274.922	31.462	4.546.632	37.759	4.175.260	579	502.947	38.338	4.678.207
Entre 61 y 90 días	3.085	281.981	143	13.581	3.228	295.562	3.845	422.881	107	12.973	3.952	435.854
Entre 91 y 120 días	1.741	162.398	77	13.081	1.818	175.479	1.718	202.982	62	6.679	1.780	209.661
Entre 121 y 150 días	1.330	101.513	71	5.976	1.401	107.489	1.541	293.911	86	18.420	1.627	312.331
Entre 151 y 180 días	1.045	99.434	57	9.657	1.102	109.091	1.254	140.100	59	9.777	1.313	149.877
Entre 181 y 210 días	874	94.812	44	5.639	918	100.451	1.112	160.527	69	8.377	1.181	168.904
Entre 211 y 250 días	1.102	139.017	53	7.032	1.155	146.049	1.106	301.287	55	7.425	1.161	308.712
Más de 250 días	11.417	4.152.586	542	1.754.746	11.959	5.907.332	13.551	4.750.574	1.013	287.340	14.564	5.037.914
<b>Totales</b>	<b>448.064</b>	<b>110.561.663</b>	<b>6.944</b>	<b>3.502.034</b>	<b>455.008</b>	<b>114.063.697</b>	<b>428.103</b>	<b>71.380.502</b>	<b>7.478</b>	<b>3.913.733</b>	<b>435.581</b>	<b>75.294.235</b>

- e) Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la 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 protestados	74	196.760	180	211.582
Documentos por cobrar en cobranza judicial	422	4.074.440	422	2.453.269
<b>Totales</b>	<b>496</b>	<b>4.271.200</b>	<b>602</b>	<b>2.664.851</b>

- 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\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2013</b>	<b>6.111.618</b>
Aumentos (disminuciones) del año	2.054.947
Montos castigados	(939.920)
<b>Saldo al 31 de diciembre 2013</b>	<b>7.226.645</b>
Aumentos (disminuciones) del año	1.174.003
Montos castigados	(1.472.255)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>6.928.393</b>

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Provisión cartera no repactada	1.187.061	1.550.293
Provisión cartera repactada	107.543	577.179
Castigos del año	(1.472.255)	(939.920)
Recuperos del año	(120.601)	(72.525)
<b>Totales</b>	<b>(298.252)</b>	<b>1.115.027</b>

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

## 6 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

### 6.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 diciembre de 2014, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Cóndor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Manicke Ferré, Marola Jesús	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Garrido, Elena Trecha V. de	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.673	170.298.267	170.303.940	0,0019%
<b>Totales</b>	<b>620.093.318</b>	<b>9.004.759.956.419</b>	<b>9.005.380.049.737</b>	<b>100%</b>

### 6.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

Los préstamos entre compañías se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Frontel y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 14).

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los 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	Moneda	31/12/2014		31/12/2013	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.033.438		609.433	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	418.100		1.560	
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	409.577		284.163	
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	18.758		13.878	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	151		127	
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.244		2.243	
76.833.170-7	Andescan SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-		2.167	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-		200.000	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de Personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	684.125		494.936	
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Aporte por enterar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	30.338			
<b>Totales</b>							<b>2.596.731</b>	<b>-</b>	<b>1.608.507</b>	<b>-</b>

**b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas**

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2014		31/12/2013	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	860.805		1.128.038	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	47.161.912		41.745.209	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	49		45	
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	8.205.082		8.083.795	
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	226		223	
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.166		6.075	
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	12.357.547		5.267.073	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.505		3.796	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	729		585	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial SGA)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	137		193	
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	20.090		16.929	
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.629.393			
<b>Totales</b>							<b>72.246.641</b>	<b>-</b>	<b>56.251.961</b>	<b>-</b>

**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\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	305.745	267.860
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(9.319.499)	(16.107.640)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	22.173	6.108
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	1.635.226	1.376.764
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(111.006)	(85)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	54.858	47.590
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	9.814	(5.392)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	1.291	19.644
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(264.278)	(287.493)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(2.104.648)	(1.016.881)

**6.3 Directorio y personal clave de la gerencia**

La Sociedad y sus filiales 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 hay saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores.

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

**b) Remuneración del Directorio**

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2014 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2015.

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	23.816	22.870
Iván Díaz-Molina	23.816	22.915
<b>Totales</b>	<b>47.632</b>	<b>45.785</b>

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

El equipo gerencial de la Sociedad lo componen un Gerente General, ocho Gerentes de Área y 22 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$2.418.087 al 31 de diciembre de 2014 y a M\$2.060.743 al 31 de diciembre de 2013.

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

**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	9.636.691	9.414.547	222.144
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	790.883	779.951	10.932
Petróleo	289.417	289.417	-
<b>Totales</b>	<b>10.716.991</b>	<b>10.483.915</b>	<b>233.076</b>

Al 31 de diciembre de 2013:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	8.120.907	7.892.929	227.978
Materiales en tránsito	76.414	3.457	72.957
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	740.025	717.758	22.267
Petróleo	294.514	294.514	-
<b>Totales</b>	<b>9.231.860</b>	<b>8.908.658</b>	<b>323.202</b>

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$93.305 para el año 2014 y un cargo de M\$36.335 para el año 2013.

Movimiento Provisión	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Provisión año	93.305	36.335
Aplicaciones a provisión	(183.431)	(110.529)
<b>Totales</b>	<b>(90.126)</b>	<b>(74.194)</b>

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

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el periodo según gasto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (Ver nota 21)	15.643.102	13.283.900
Otros gastos por naturaleza (*)	1.829.975	1.528.450
<b>Totales</b>	<b>17.473.077</b>	<b>14.812.350</b>

(\*) 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\$11.708.275 (M\$10.014.962 en 2013) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2014 ascienden a M\$1.688.470 (M\$350.153 en 2013).

## 8 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuesto renta por recuperar	2.302.473	2.892.522
IVA Crédito fiscal por recuperar	654.819	351.804
Crédito Sence	25.172	67.023
Crédito Activo Fijo	43.198	20.386
<b>Totales</b>	<b>3.025.662</b>	<b>3.331.735</b>

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

	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Impuesto a la renta	1.481.973	2.795.032
Iva Débito fiscal	1.616.435	1.310.311
Otros	75.905	61.183
<b>Totales</b>	<b>3.174.313</b>	<b>4.166.526</b>

## 9 Otros Activos Financieros no Corriente

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

	31/12/2014	31/12/2013
Otros activos financieros no corriente	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Crédito por Impuesto Ley Austral	-	520.085
Remanente crédito fiscal	5.479.871	7.618.239
<b>Totales</b>	<b>5.479.871</b>	<b>8.138.324</b>

Estos activos corresponden a crédito por impuestos Ley Austral y a remanente crédito fiscal (Impuesto específico por petróleo diesel), que se recuperarán en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. 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 de 2013, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Activos intangibles identificables, neto</b>	<b>24.344.968</b>	<b>23.746.860</b>
Servidumbres	22.761.722	22.435.625
Derecho de Agua	108.543	-
Software	1.474.703	1.311.235

Activos intangibles bruto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Activos intangibles identificables, bruto</b>	<b>30.575.550</b>	<b>29.150.353</b>
Servidumbres	22.761.722	22.435.625
Derecho de Agua	108.543	-
Software	7.705.285	6.714.728

Amortización activos intangibles	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Activos intangibles identificables</b>	<b>(6.230.582)</b>	<b>(5.403.493)</b>
Servidumbres	-	-
Derecho de Agua	-	-
Software	(6.230.582)	(5.403.493)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2014 y 2013 son los siguientes:

Movimiento año 2014		Servidumbres neto	Derechos de Agua neto	Software neto	Activos Intangibles, neto (M\$)
<b>Saldo Inicial al 01 de enero de 2014</b>		<b>22.435.625</b>	<b>-</b>	<b>1.311.235</b>	<b>23.746.860</b>
Movimientos	Adiciones	-	-	-	-
	Retiros Valor Bruto	(252.650)	-	(59.614)	(312.264)
	Retiros Amortización Acumulada	-	-	38.543	38.543
	Otros (Activación Obras en Curso)	578.747	108.543	1.050.171	1.737.461
	Gastos por amortización	-	-	(865.632)	(865.632)
	<b>Total movimientos</b>	<b>326.097</b>	<b>108.543</b>	<b>163.468</b>	<b>598.108</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>		<b>22.761.722</b>	<b>108.543</b>	<b>1.474.703</b>	<b>24.344.968</b>

Movimiento año 2013		Servidumbres neto	Derechos de Agua neto	Software neto	Activos Intangibles, neto (M\$)
<b>Saldo Inicial al 01 de enero de 2013</b>		<b>22.431.178</b>	<b>-</b>	<b>1.651.733</b>	<b>24.082.911</b>
Movimientos	Adiciones	-	-	41.737	41.737
	Retiros	-	-	-	-
	Otros (Activación Obras en Curso)	4.447	-	544.183	548.630
	Gastos por amortización	-	-	(926.418)	(926.418)
	<b>Total movimientos</b>	<b>4.447</b>	<b>-</b>	<b>(340.498)</b>	<b>(336.051)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2013</b>		<b>22.435.625</b>	<b>-</b>	<b>1.311.235</b>	<b>23.746.860</b>

Los derechos de servidumbre y derechos de agua 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 Estado de resultados integrales.

## 11 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Rut	Compañía	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
	<b>Totales</b>	<b>174.416.006</b>	<b>174.416.006</b>

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por Sociedad Austral de Electricidad S.A., Antigua Saesa, RUT 96.956.660-5, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

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

## 12 Propiedades, planta y equipo

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>356.634.655</b>	<b>335.865.747</b>
Terrenos	13.884.837	13.577.884
Edificios	6.830.828	6.897.828
Planta y Equipo	280.716.960	247.559.479
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.925.156	702.463
Instalaciones Fijas y Accesorios	528.797	301.179
Vehículos de Motor	2.325.951	1.608.706
Construcciones en Curso	48.025.152	63.363.154
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.396.974	1.855.054

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>463.017.728</b>	<b>429.246.028</b>
Terrenos	13.884.837	13.577.884
Edificios	11.809.286	11.610.490
Planta y Equipo	374.807.209	329.465.951
Equipamiento de Tecnologías de la Información	4.271.267	2.719.475
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.182.527	901.156
Vehículos de Motor	3.883.669	3.303.528
Construcciones en Curso	48.025.152	63.363.154
Otras Propiedades, Planta y Equipo	5.153.781	4.304.390

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(106.383.073)</b>	<b>(93.380.281)</b>
Edificios	(4.978.458)	(4.712.662)
Planta y Equipo	(94.090.249)	(81.906.472)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.346.111)	(2.017.012)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(653.730)	(599.977)
Vehículos de Motor	(1.557.718)	(1.694.822)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(2.756.807)	(2.449.336)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimiento año 2014		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014		13.577.884	6.897.828	247.559.479	702.463	301.179	1.608.706	63.363.154	1.855.054	335.865.747
Movimientos	Adiciones	-	-	1.705.284	-	-	-	33.011.668	521.955	35.238.907
	Retiros Valor Bruto	-	-	(536.596)	(35.912)	(12.125)	(738.311)	-	(56.550)	(1.379.494)
	Retiros Depreciación Acumulada	-	-	247.686	41.515	9.255	504.908	-	40.350	843.714
	Otros (Activación Obras en Curso)	31.092	198.796	44.532.312	1.587.704	293.496	1.318.452	(48.345.838)	383.986	-
	Cierre de Obras Zona Austral	275.861	-	(359.742)	-	-	-	-	-	(83.881)
	Gastos por depreciación	-	(265.796)	(12.431.463)	(370.614)	(63.008)	(367.804)	-	(347.821)	(13.846.506)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	(3.832)	-	-
Total movimientos		306.953	(67.000)	33.157.481	1.222.693	227.618	717.245	(15.338.002)	541.920	20.768.908
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		13.884.837	6.830.828	280.716.960	1.925.156	528.797	2.325.951	48.025.152	2.396.974	356.634.655

Movimiento año 2013		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
Saldo Inicial al 01 de enero de 2013		13.566.747	7.155.583	246.042.990	953.154	363.322	1.385.255	45.197.083	2.122.608	316.786.742
Movimientos	Adiciones	-	-	3.068.418	230.030	-	4.220	35.493.073	85.632	38.881.373
	Retiros	(10.593)	(2.137)	(7.525.300)	(160)	(6.391)	(93.497)	-	(78.590)	(7.716.668)
	Otros (Activación Obras en Curso)	21.730	-	16.045.950	201.115	-	661.149	(17.025.240)	95.296	-
	Gastos por depreciación	-	(255.618)	(10.072.579)	(681.676)	(55.752)	(348.421)	-	(369.892)	(11.783.938)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	(301.762)	-	(301.762)
	Total movimientos	11.137	(257.755)	1.516.489	(250.691)	(62.143)	223.451	18.166.071	(267.554)	19.079.005
Saldo final al 31 de diciembre de 2013		13.577.884	6.897.828	247.559.479	702.463	301.179	1.608.706	63.363.154	1.855.054	335.865.747

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

#### Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron M\$1.682.467 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 y M\$1.578.647 por el año terminado al 31 de diciembre de 2013. Los activos en construcción según se explica en Nota 2.11 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	789.228	1.153.434
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,77%	3,69%

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

### 13 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

#### 13.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2014 y 2013, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Gasto por impuesto corriente	7.329.737	5.339.697
Beneficio de carácter fiscal, procedente de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en períodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del período corriente	-	-
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	165.577	(221.693)
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>7.495.314</b>	<b>5.118.004</b>
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(1.302.989)	1.051.975
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>(1.302.989)</b>	<b>1.051.975</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>6.192.325</b>	<b>6.169.979</b>

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	(108.533)	13.172
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(91.198)	(24.743)
<b>Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>	<b>(199.731)</b>	<b>(11.571)</b>

- 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 31 de diciembre de 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	33.990.024	33.537.984
<b>Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (21% en 2014 y 20% en 2013)</b>	<b>(7.137.905)</b>	<b>(6.707.597)</b>
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(116.497)	133.897
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(722.518)	(292.235)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	(22.436)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	1.784.595	718.392
<b>Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>945.580</b>	<b>537.618</b>
<b>(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva</b>	<b>(6.192.325)</b>	<b>(6.169.979)</b>
<b>Tasa impositiva efectiva</b>	<b>18,22%</b>	<b>18,40%</b>

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. Ver nota 2.22.

### 13.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 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	2.971.869	1.455.399	15.908.981	12.936.098
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	5.615	48.548	16.049	23.280
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	1.662.813	1.445.329	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	180.519	144.750	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	52.443	64.641	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.503.617	2.550.959	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	9.152	10.983	272.159	153.863
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	14.359	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	554.269	462.687	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	201.975	79.397	16.674	3.526
Impuestos diferidos relativos a derivados	108.533	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	426.400	508.870	-	-
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>9.691.564</b>	<b>6.771.563</b>	<b>16.213.863</b>	<b>13.116.767</b>

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los años 2014 y 2013, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2013</b>	<b>7.893.424</b>	<b>13.198.224</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.108.689)	(56.714)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(13.172)	(24.743)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>6.771.563</b>	<b>13.116.767</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(3.373.200)	(4.676.189)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	108.533	(91.198)
Impuestos diferidos relacionados con partidas cargadas a patrimonio	6.184.668	7.864.483
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>9.691.564</b>	<b>16.213.863</b>

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\$1.220.122 por este concepto, según descrito en nota de Cambio Contable.

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

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

## 14 Otros Pasivos Financieros

- a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2014		31/12/2013	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	9.010.723	159.525.130	8.286.789	112.127.873
Derivados (*)	482.369	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>9.493.092</b>	<b>159.525.130</b>	<b>8.286.789</b>	<b>112.127.873</b>

(\*) Ver nota 15.2.7

- b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Anual	0,88%	Sin Garantía	-	3.721.421	3.721.421	3.655.517	3.655.517	3.655.517	-	-	10.966.551
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	2.223.159	2.052.260	4.275.419	3.923.035	4.046.471	4.069.336	4.092.973	-	16.131.815
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	245.577	-	245.577	-	-	-	-	23.738.184	23.738.184
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	378.914	378.914	-	-	-	-	60.139.553	60.139.553
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	389.392	-	389.392					48.549.027	48.549.027
Totales					2.858.128	6.152.595	9.010.723	7.578.552	7.701.988	7.724.853	4.092.973	132.426.764	159.525.130

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2013								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	UF	Anual	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	3.398.393	3.473.864	3.473.864	3.473.864	-	13.819.985
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	3.670.389	3.807.953	3.829.149	3.851.120	3.873.830	19.032.441
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	-	-	22.440.802	22.440.802
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	-	-	56.834.645	56.834.645
Totales					4.311.476	3.975.313	8.286.789	7.068.782	7.281.817	7.303.013	7.324.984	83.149.277	112.127.873

- c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2014								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	0,88%	Sin Garantía	-	3.721.421	3.721.421	3.655.517	3.655.517	3.655.517	-	-	10.966.551
SAESA	BONO SERIE IN°664	UF	3,00%	Sin Garantía	2.223.159	2.052.260	4.275.419	3.923.035	4.046.471	4.069.336	4.092.973	-	16.131.815
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	245.577	-	245.577	-	-	-	-	23.738.184	23.738.184
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	378.914	378.914	-	-	-	-	60.139.553	60.139.553
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	389.392	-	389.392	-	-	-	-	48.549.027	48.549.027
Totales					2.858.128	6.152.595	9.010.723	7.578.552	7.701.988	7.724.853	4.092.973	132.426.764	159.525.130

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2013							
					Corriente			No Corriente				
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	3,30%	Sin Garantía	-	3.616.672	3.616.672	3.398.393	3.473.864	3.473.864	-	13.819.985
SAESA	BONO SERIE I/ N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	4.079.037	-	4.079.037	3.670.389	3.807.953	3.829.149	3.851.120	19.032.441
SAESA	BONO SERIE J/ N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	232.439	-	232.439	-	-	-	-	22.440.802
SAESA	BONO SERIE L/ N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	358.641	358.641	-	-	-	-	56.834.645
<b>Totales</b>					<b>4.311.476</b>	<b>3.975.313</b>	<b>8.286.789</b>	<b>7.068.782</b>	<b>7.281.817</b>	<b>7.303.013</b>	<b>7.324.984</b>	<b>83.149.277</b>

#### d) Colocación de Bonos y covenants

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

##### Bono Serie G

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

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 0,89.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año calendario. En el año calendario 2014, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. En el año calendario 2013 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los "Activos de

Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie I**

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

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,5, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el

Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,1.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie J**

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

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

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

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

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

de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,1.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie L**

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

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

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

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

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



de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,75.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,1.

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

### **Bono Serie O**

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 26 de octubre de 2012, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 30 de noviembre de 2012 y 12 de septiembre de 2014, y complementado por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie O, fue inscrita en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros bajo el número 742.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie O, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 1,70.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de

los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la "inflación acumulada". Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 11,1.

### **Contrato Línea de Capital de Trabajo**

En diciembre de 2009, la Sociedad en conjunto con sus filiales y relacionada Frontel, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con los bancos Corpbanca y BCI. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales:

- Razón de endeudamiento individual y consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2014 este indicador es de 0,89.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año. En el año calendario 2014, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. En el año calendario 2013 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.235 GWh. Adicionalmente, en 2014 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.



## **15 Política de Gestión de Riesgos**

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

### **15.1 Riesgo de negocio**

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, 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, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

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

#### **15.1.1 Riesgo Regulatorio**

##### **a) Cambio de la regulación**

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

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 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 generación**

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

de la producción de la relacionada SAGESA y por otra, en virtud de la compra que pueda realizar a otros generadores del sistema.

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

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

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

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 1% (base 2013).

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

Para la filial Edelayen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la H. Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarifados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales en un 0,7% anual (en base 2013).

#### **d) Fijación de tarifas de subtransmisión**

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

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 1,2% (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.

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

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado

procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

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

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

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

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras.

#### **f) Abastecimiento de energía**

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

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

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

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

## **15.2 Riesgo financiero**

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

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

### **15.2.1 Tipo de cambio**

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

Para algunas operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad y sus filiales, éstas contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

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

Las filiales SGA y STN tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 2,9%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2014, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$138.299, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 31 de diciembre de 2014, las cuentas de balance de STN presentan un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$9.279, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

### **15.2.2 Variación UF**

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

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

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las

otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$ 880.231 al 31 de diciembre de 2014.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN tiene flujos futuros indexados fuertemente al dólar, según contratos de adjudicación, y que actualmente está en periodo de construcción del activo relacionado, la Sociedad ha tomado un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7) con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M\$
STN	15-10-2014	859,5	21.167.200

### 15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 91% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$147.763 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31/12/2014	31/12/2013
Tasa Interés Variable	9%	14%
Tasa Interés Fija	91%	86%

### 15.2.4 Riesgo de liquidez

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

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra en un 100% estructurada a largo plazo, mediante bonos.

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

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



## 15.2.5 Riesgo de crédito

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

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

### Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

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

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

El riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

En algunos casos especiales (clientes importantes o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

### Activos de carácter financiero:

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

## 15.2.6 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	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	111.039.355	-	-	111.039.355
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	2.596.731	-	-	2.596.731
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	50.129.556	10.422.578	-	60.552.134
Otros activos financieros, no corrientes	-	5.479.871	-	-	5.479.871
<b>Totales</b>	-	<b>169.245.513</b>	<b>10.422.578</b>	-	<b>179.668.091</b>

al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos hasta al vencimiento	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	-	71.283.732	-	-	71.283.732
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	1.608.507	-	-	1.608.507
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	2.216.575	17.570.441	-	19.787.016
Otros activos financieros, no corrientes	-	8.138.324	-	-	8.138.324
<b>Totales</b>	-	<b>83.247.138</b>	<b>17.570.441</b>	-	<b>100.817.579</b>

### b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2014	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	168.535.853	-	-	168.535.853
Otros pasivos financieros, derivados	-	-	-	482.369	482.369
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	43.950.444	-	-	43.950.444
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	72.246.641	-	-	72.246.641
<b>Totales</b>	-	<b>284.732.938</b>	-	<b>482.369</b>	<b>285.215.307</b>

al 31 de diciembre de 2013	Mantenidos al vencimiento	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	120.414.662	-	-	120.414.662
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	31.180.568	-	-	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	-	56.251.961	-	-	56.251.961
<b>Totales</b>	-	<b>207.847.191</b>	-	-	<b>207.847.191</b>



## 15.2.7 Instrumentos derivados

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

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio de una moneda respecto de la moneda funcional de la Sociedad o sus filiales, producto de obligaciones existentes o futuras. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden normalmente a Cross Currency Swaps.

La sociedad filial STN ha tomado instrumentos derivados mencionados en la nota 14, correspondiente a swap de moneda.

El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Tenor (days)	UF		USD	
						Compañía recibe		Compañía paga	
						Nocional MUF	Tasa interés	Nocional MUSD	Tasa interés
STN	Chile	Cross Currency Swap	15/10/2014	05/07/2016	629	859,5	0,00%	35.452	0,13%

La Sociedad clasifica sus coberturas como "Cobertura de Flujos de Caja":

Instrumento de cobertura	31.12.2014	31.12.2013	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	(482.369)	-	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja

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

## 15.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	2.157.617	2.157.617
Saldo en Bancos	1.356.404	1.356.404
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	99.677.686	99.677.686

Pasivos Financieros - al 31.12.2014	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Bonos	168.535.853	177.112.050
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.950.444	43.950.444

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

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

- a) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- b) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

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

## 16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 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	41.263.372	28.584.058
Otras cuentas por pagar	2.687.072	2.596.510
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>43.950.444</b>	<b>31.180.568</b>

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	32.343.385	20.055.359
Proveedores por compra de combustible y gas	286.835	637.116
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	477.362	219.065
Cuentas por pagar bienes y servicios	8.155.790	7.672.518
Dividendos por pagar a terceros	109.304	104.134
Cuentas por pagar instituciones fiscales	161.399	155.261
Otras cuentas por pagar	2.416.369	2.337.115
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>43.950.444</b>	<b>31.180.568</b>

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 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	1.666.878	37.778.436	1.818.058	41.263.372	1.694.097	25.795.832	1.094.129	28.584.058
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>1.666.878</b>	<b>37.778.436</b>	<b>1.818.058</b>	<b>41.263.372</b>	<b>1.694.097</b>	<b>25.795.832</b>	<b>1.094.129</b>	<b>28.584.058</b>

## 17 Provisiones

### 17.1 Provisiones corrientes

#### 17.1.1 Otras Provisiones

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

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	205.587	539.108
<b>Totales</b>	<b>205.587</b>	<b>539.108</b>

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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2014</b>	<b>539.108</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	69.137
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	(109.465)
Provisión utilizada	(293.193)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(333.521)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>205.587</b>

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2013</b>	<b>715.227</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	61.195
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(81.400)
Provisión utilizada	(128.448)
Reversos de provisión no utilizada	(27.466)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(176.119)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>539.108</b>

### 17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	802.310	723.748
Provisión por beneficios anuales	3.580.718	3.355.117
<b>Totales</b>	<b>4.383.028</b>	<b>4.078.865</b>

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2014</b>	<b>723.748</b>	<b>3.355.117</b>	<b>4.078.865</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Provisiones adicionales	-	432.241	432.241
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	162.025	3.300.725	3.462.750
Provisión utilizada	(83.463)	(3.507.365)	(3.590.828)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>78.562</b>	<b>225.601</b>	<b>304.163</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>802.310</b>	<b>3.580.718</b>	<b>4.383.028</b>

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2013</b>	<b>803.926</b>	<b>2.579.414</b>	<b>3.383.340</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Provisiones adicionales	1.538	78.707	80.245
Incremento (decremento) en provisiones existentes	195.664	2.523.703	2.719.367
Provisión utilizada	(277.380)	(1.826.707)	(2.104.087)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(80.178)</b>	<b>775.703</b>	<b>695.525</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>723.748</b>	<b>3.355.117</b>	<b>4.078.865</b>

### 17.2 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 2013, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Indemnización por años de servicio	4.497.057	3.869.715
<b>Totales</b>	<b>4.497.057</b>	<b>3.869.715</b>

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>3.869.715</b>
Costo por intereses	377.758
Costo del servicio del año	344.351
Pagos en el año	(432.538)
Variación actuarial por cambio tasa	400.797
Variación actuarial por experiencia	(63.026)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>4.497.057</b>

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2013</b>	<b>3.286.489</b>
Costo por intereses	203.290
Costo del servicio del año	307.737
Pagos en el año	(51.517)
Variación actuarial por cambio tasa	37.200
Variación actuarial por experiencia	86.516
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2013</b>	<b>3.869.715</b>

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	377.758	203.290
Costo del servicio del año	344.351	307.737
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados</b>	<b>722.109</b>	<b>511.027</b>
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	337.771	123.716
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales</b>	<b>1.059.880</b>	<b>634.743</b>

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2014 y 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 de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	456.954	(386.381)

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 de incremento salarial	Disminución de 1% M\$	Incremento de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(395.585)	458.895

### 17.3 Juicios y multas

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

#### 17.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	24.627
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Pendiente en primera instancia	24.627
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3395-2011	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Riquelme con SAESA)	Pendiente en primera instancia	24.627
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Pendiente en primera instancia	33.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en primera instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	C-451-13	Demanda de indemnización de perjuicios (Navarro con Sossur, Timberlink y SAESA)	Pendiente en primera instancia	24.627
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	4127-2014	Indemnización de perjuicios en sede contractual, Constructora Bauen con SAESA.	Pendiente en primera instancia	14.452
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	3832-2014	Servidumbre. Gómez con SAESA.	Pendiente en primera instancia	15.000
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	528-2012	Orellana con SAESA. Indemnización de perjuicios contractual.	Pendiente en primera instancia	11.000
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	181-2014	Ruiz con SAESA. Servidumbre.	Pendiente en primera instancia	100.000
SAESA	Juzgado de Letras de Ancud	742-2013	Álvarez con Grupo SAESA. Indemnización de perjuicios por incendio estructural.	Pendiente en primera instancia	65.832
SAESA	Juzgado Civil de Castro	1589-2014	Indemnización de perjuicios (Ojeda con Saesa)	Pendiente en primera instancia	14.824
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	O-137-2014	Nulidad de despido	Pendiente en primera instancia	78.718
SAESA	Juzgado del Trabajo de Puerto Montt	T-28-2014	Tutela Laboral	Pendiente en primera instancia	5.000
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00082-2013	Reclamación de Resolución Tributaria (SAESA con SII)	Proceso pendiente en 1° instancia	196.266
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00017-2014	Reclamación de Resolución Tributaria (SAESA con SII)	Fallo de 1° instancia: No ha Lugar. Recurso de apelación pendiente de fallo, Corte de Apelaciones de Puerto Montt.	75.319
EDELAYSEN	Juzgado de Letras de Chaitén	C-14-2013	Demanda de precario (Hechenleitner con EDELAYSEN)	Pendiente en segunda instancia	Indeterminado
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con SAESA)	Pendiente en primera instancia	64.405
LUZ OSORNO	Juzgado de Policía Local de Río Negro	50.685	Ley del consumidor. Recabarren.	Pendiente en primera instancia	24.627
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	2164-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Munzenmayer Con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	116.640
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1587-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canío Victor y otros con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	90.086
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canío Esteban con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	40.456
STS	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
STS	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
STS	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
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	2329-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Otarola con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	56.464
STS	1 Juzgado Civil de Valdivia	3545-2014	Reivindicatoria.	Pendiente en primera instancia	N/A

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

Al 31 de diciembre de 2014, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valoración de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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



### 17.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	REX954 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializado.	17.279
SAESA	REX955 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializado.	30.239
SAESA	Res. Multa 1474 /2014 /078 de fecha 29.07.2014	DIR. TRABAJO	Laborales	Pendiente Recurso de Reposición	18.575
EDELAYSEN	REX2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.037

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	32.399
EDELAYSEN	Res. Ex. 96 DRXI de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.296
EDELAYSEN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.110
EDELAYSEN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.2013	SEC	Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	4.320
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2035 de fecha 28.08.2013	VIALIDAD	Falta de permiso de Vialidad.	Judicializada	10.800

El monto reconocido por provisiones en los estados financieros consolidados 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 rodean los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

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

## 18 Otros Pasivos no Financieros

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	17.853.313	13.712.619	-	-
Otras obras de terceros	4.968.089	4.653.268	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	11.757.727	11.580.292
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	4.696.441	1.916.387
<b>Totales</b>	<b>22.821.402</b>	<b>18.365.887</b>	<b>16.454.168</b>	<b>13.496.679</b>

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.18.2.

(\*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$3.518.619 al 31 de diciembre de 2014 y M\$1.621.801 al 31 de diciembre de 2013 y Eletrans II S.A. por M\$1.045.725 al 31 de diciembre de 2014 y M\$167.860 al 31 de diciembre de 2013. Ver Nota 32.

## 19 Patrimonio

### 19.1 Patrimonio neto de la Sociedad

#### 19.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

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

#### 19.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2014 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00089842 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, lo que significó un pago total de M\$8.090.591. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2014.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2013 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00166567 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, lo que significó un pago total de M\$15.000.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 29 de mayo de 2013.

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.

#### 19.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2014

	Saldo al 01 de enero de 2014 M\$	Cambio en otras reservas			Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
		Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(595.718)	1.128.134			532.416
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	-		(336.452)		(336.452)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(1.679.794)		(1.765.684)		(3.445.478)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(133.693)			(243.066)	(376.759)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
<b>Totales</b>	<b>22.548.690</b>	<b>1.128.134</b>	<b>(2.102.136)</b>	<b>(243.066)</b>	<b>21.331.622</b>

Otras reservas varias por M\$12.616.103, está compuesta por M\$1.001.277, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros. El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A SAESA (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua SAESA). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El valor de M\$15.996 corresponde al efecto de la fusión materializada el 31 de mayo de 2012 de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. con la relacionada Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A.

El efecto por fusión 31.05.2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$12.319.245 al 31 de mayo de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

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

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

Al 31 de diciembre de 2013

		Cambio en otras reservas			
	Saldo al 01 de enero de 2013 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(1.295.733)	700.015			(595.718)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(52.542)		52.542		-
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	-		(1.679.794)		(1.679.794)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(34.635)			(99.058)	(133.693)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	23.574.985	700.015	(1.627.252)	(99.058)	22.548.690

#### 19.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial y de la Sociedad relacionada que presentan diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	666.370	(605.479)
Eletrans S.A.	(120.769)	9.649
Eletrans II S.A.	(17.270)	112
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	4.085	-
<b>Totales</b>	<b>532.416</b>	<b>(595.718)</b>

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

### 19.1.5 Ganancias Acumuladas

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

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2014</b>	<b>52.894.472</b>	<b>4.053.089</b>	<b>56.947.561</b>
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(1.220.122)		(1.220.122)
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	27.373.266		27.373.266
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	-		-
Provisión dividendo mínimo del año	(8.211.980)		(8.211.980)
<b>Saldo final al 31/12/2014</b>	<b>70.835.636</b>	<b>4.053.089</b>	<b>74.888.725</b>

La utilidad distributable del ejercicio 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\$27.373.266.

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2013</b>	<b>42.746.182</b>	<b>4.053.089</b>	<b>46.799.271</b>
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	26.968.636		26.968.636
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(8.729.755)		(8.729.755)
Provisión dividendo mínimo del año	(8.090.591)		(8.090.591)
<b>Saldo final al 31/12/2013</b>	<b>52.894.472</b>	<b>4.053.089</b>	<b>56.947.561</b>

La utilidad distributable del ejercicio 2013 de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2013, esto es M\$26.968.636.

### 19.2 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.

### 19.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 14 d).

### 19.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2014 y 2013 y de resultados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7933	6,7933	69.388.782	67.307.169	5.056.105	4.823.666	4.713.789	4.572.377	343.476	327.686
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	105.104.640	92.037.051	15.084.219	12.710.596	571.720	500.637	82.050	69.140
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	15.977.786	15.916.010	2.321.613	1.863.723	16.713	16.648	2.428	1.949
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	8.391.295	8.182.607	372.318	593.981	8.391	8.183	372	594
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	10,0000	0,0000	(109.283)	-	(38.929)	-	(10.928)	-	(3.893)	-
<b>TOTALES</b>							<b>5.299.685</b>	<b>5.097.845</b>	<b>424.433</b>	<b>399.369</b>

## 20 Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Venta de Energía</b>	<b>281.781.494</b>	<b>235.818.669</b>
Ventas de energía	281.781.494	235.818.669
<b>Otras Prestaciones y Servicios</b>	<b>5.204.076</b>	<b>6.187.883</b>
Apoyos	450.770	989.272
Arriendo de medidores	875.137	1.037.473
Cortes y reposición	1.347.817	1.607.251
Pagos fuera de plazo	2.229.244	2.192.506
Otros	301.108	361.381
<b>Total Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>286.985.570</b>	<b>242.006.552</b>
Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>Otros Ingresos</b>		
Construcción de obras y trabajos a terceros	9.782.497	8.527.333
Venta de materiales y equipos	5.482.039	4.024.729
Arrendamientos	629.892	598.809
Intereses Créditos y Préstamos	842.109	768.476
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	3.904.755	3.303.462
Otros Ingresos	3.341.592	2.755.694
<b>Total Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>23.982.884</b>	<b>19.978.503</b>

## 21 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Compras de energía y peajes	186.926.476	152.422.689
Combustibles para generación y materiales	15.643.102	13.283.900
<b>Totales</b>	<b>202.569.578</b>	<b>165.706.589</b>

## 22 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Sueldos y salarios	13.263.331	12.452.939
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.973.801	1.502.124
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	1.213.284	584.893
Activación costo de personal	(1.682.467)	(1.578.647)
<b>Totales</b>	<b>14.767.949</b>	<b>12.961.309</b>

## 23 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

<b>Gasto por Depreciación y Amortización</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Depreciaciones	13.846.506	11.783.938
Amortizaciones de Intangibles	865.632	926.418
Pérdidas por deterioro	-	301.762
<b>Totales</b>	<b>14.712.138</b>	<b>13.012.118</b>

## 24 Otros Gastos por Naturaleza

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

<b>Otros Gastos por Naturaleza</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Operación y mantención sistema eléctrico	6.637.859	5.819.107
Sistema generación	1.139.199	1.152.867
Mantención medidores, ciclo comercial	5.268.449	5.631.047
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.223.321	1.017.560
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	22.911	22.952
Provisiones y castigos	1.212.841	1.407.165
Gastos de administración	8.779.855	6.700.495
Otros gastos por naturaleza	7.257.941	7.096.552
<b>Totales</b>	<b>31.542.376</b>	<b>28.847.745</b>

## 25 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

<b>Ingresos Financieros</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	785.671	1.210.720
Otros ingresos financieros	791.216	258.398
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>1.576.887</b>	<b>1.469.118</b>

<b>Costos Financieros</b>	<b>31/12/2014</b>	<b>31/12/2013</b>
	<b>M\$</b>	<b>M\$</b>
Gastos por préstamos bancarios	-	(1.296.762)
Gastos por bonos	(4.657.104)	(4.796.915)
Otros gastos financieros	(2.514.705)	(1.419.623)
Activación gastos financieros	789.228	1.153.434
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(6.382.581)</b>	<b>(6.359.866)</b>

<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>(5.918.887)</b>	<b>(1.991.110)</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>(1.246.722)</b>	<b>(654.354)</b>
Positivas	107.949	78.449
Negativas	(1.354.671)	(732.803)
<b>Total Costo Financiero</b>	<b>(13.548.190)</b>	<b>(9.005.330)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(11.971.303)</b>	<b>(7.536.212)</b>

## **26 Información por Segmento**

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

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

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados, por lo que la Sociedad no presenta separación por segmentos.

El informe de gestión también incluye un detalle según empresa y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional.

De acuerdo con lo anterior, la información separada para la gestión de esta Sociedad implica, además de un informe consolidado, un informe por empresa según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>																
Efectivo y equivalentes al efectivo	48.813.258	8.678.622	420.445	1.464.020	81.007	3.389.312	3.310.186	2.052.982	5.268.547	4.202.080	2.658.691	-	-	-	60.552.134	19.787.016
Otros activos no financieros corrientes	168.636	215.063	9.559	7.837	231.419	207.311	-	-	170.088	157.224	-	-	-	-	579.702	587.435
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	81.126.676	40.584.844	6.180.580	2.336.995	7.069.559	12.424.464	1.667.517	1.329.646	3.633.354	3.862.500	-	-	-	-	99.677.686	60.538.449
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	20.954.724	27.480.956	8.539	2.149	58.609	3.899	5.013.760	6.548.679	10.579.996	9.035.716	30.338	-	(34.049.235)	(41.462.892)	2.596.731	1.608.507
Inventarios corrientes	7.875.424	6.398.170	127.713	179.836	1.018.005	847.219	-	-	1.462.773	1.483.433	-	-	-	-	10.483.915	8.908.658
Activos por impuestos corrientes, corrientes	1.273.273	1.969.303	52.990	52.990	54.244	232.540	-	197.485	1.065.655	879.417	579.500	-	-	-	3.025.662	3.331.735
<b>Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.</b>	<b>160.211.991</b>	<b>85.326.958</b>	<b>6.799.826</b>	<b>4.043.827</b>	<b>8.512.843</b>	<b>17.104.745</b>	<b>9.991.463</b>	<b>10.128.792</b>	<b>22.180.413</b>	<b>19.620.370</b>	<b>3.268.529</b>	<b>-</b>	<b>(34.049.235)</b>	<b>(41.462.892)</b>	<b>176.915.830</b>	<b>94.761.800</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>160.211.991</b>	<b>85.326.958</b>	<b>6.799.826</b>	<b>4.043.827</b>	<b>8.512.843</b>	<b>17.104.745</b>	<b>9.991.463</b>	<b>10.128.792</b>	<b>22.180.413</b>	<b>19.620.370</b>	<b>3.268.529</b>	<b>-</b>	<b>(34.049.235)</b>	<b>(41.462.892)</b>	<b>176.915.830</b>	<b>94.761.800</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>																
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	5.479.871	7.618.239	-	-	-	520.085	-	-	-	-	5.479.871	8.138.324
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.429	59.429	80.833	69.890	1.059	1.059	-	-	-	-	141.828	130.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10.282.271	10.485.632	160.722	93.597	482.777	71.033	-	-	435.899	95.021	-	-	-	-	11.361.669	10.745.283
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	193.551.890	178.344.992	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(193.551.890)	(178.344.992)	-	-
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	4.692.898	4.523.489	24.424	24.857	19.499.897	19.163.703	-	-	127.749	34.811	-	-	-	-	24.344.968	23.746.860
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	141.084.774	137.329.206	15.705.405	15.753.144	139.085.990	126.270.078	-	-	57.416.919	56.513.319	3.341.567	-	-	-	356.634.655	335.865.747
Activos por impuestos diferidos	5.295.351	3.406.284	107.257	88.693	3.870.421	3.108.238	47.687	39.324	247.956	129.024	122.892	-	-	-	9.691.564	6.771.563
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>529.323.697</b>	<b>508.506.116</b>	<b>15.997.808</b>	<b>15.960.291</b>	<b>168.478.385</b>	<b>156.290.720</b>	<b>128.520</b>	<b>109.214</b>	<b>58.229.582</b>	<b>57.293.319</b>	<b>3.464.459</b>	<b>(193.551.890)</b>	<b>(178.344.992)</b>	<b>582.070.561</b>	<b>559.814.668</b>	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>689.535.688</b>	<b>593.833.074</b>	<b>22.797.634</b>	<b>20.004.118</b>	<b>176.991.228</b>	<b>173.395.465</b>	<b>10.119.983</b>	<b>10.238.006</b>	<b>80.409.995</b>	<b>76.913.689</b>	<b>6.732.988</b>	<b>(227.601.125)</b>	<b>(219.807.884)</b>	<b>758.986.391</b>	<b>654.576.468</b>	



PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>																
Otros pasivos financieros corrientes	9.010.723	8.286.789	-	-	-	-	-	-	-	-	482.369	-	-	-	9.493.092	8.286.789
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	35.336.511	21.990.796	2.061.517	1.180.782	3.561.189	4.580.489	1.085.341	1.431.200	1.872.741	1.997.301	33.145	-	-	-	43.950.444	31.180.568
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	49.585.609	41.179.726	2.688.471	1.020.515	45.762.517	53.396.079	453.677	554.354	1.478.845	1.564.179	6.326.757	-	(34.049.235)	(41.462.892)	72.246.641	56.251.961
Otras provisiones corrientes	140.969	193.089	17.425	24.904	31.618	234.515	-	69.822	15.575	16.778	-	-	-	-	205.587	539.108
Pasivos por Impuestos corrientes, corriente	2.274.083	1.051.243	333.245	321.269	115.251	2.655.373	189.670	23	262.064	138.618	-	-	-	-	3.174.313	4.166.526
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.396.344	3.120.072	103.120	89.329	522.017	490.771	-	-	361.547	378.693	-	-	-	-	4.383.028	4.078.865
Otros pasivos no financieros corrientes	21.157.841	16.789.064	385.957	459.390	778.927	668.812	-	-	498.677	448.621	-	-	-	-	22.821.402	18.365.887
<b>Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>	<b>120.902.080</b>	<b>92.610.779</b>	<b>5.589.735</b>	<b>3.096.189</b>	<b>50.771.519</b>	<b>62.026.039</b>	<b>1.728.688</b>	<b>2.055.399</b>	<b>4.489.449</b>	<b>4.544.190</b>	<b>6.842.271</b>	<b>-</b>	<b>(34.049.235)</b>	<b>(41.462.892)</b>	<b>156.274.507</b>	<b>122.869.704</b>
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>120.902.080</b>	<b>92.610.779</b>	<b>5.589.735</b>	<b>3.096.189</b>	<b>50.771.519</b>	<b>62.026.039</b>	<b>1.728.688</b>	<b>2.055.399</b>	<b>4.489.449</b>	<b>4.544.190</b>	<b>6.842.271</b>	<b>-</b>	<b>(34.049.235)</b>	<b>(41.462.892)</b>	<b>156.274.507</b>	<b>122.869.704</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>																
Otros pasivos financieros no corrientes	159.525.130	112.127.873	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	159.525.130	112.127.873
Pasivo por impuestos diferidos	196.721	138.397	1.160.994	941.429	8.773.544	7.291.349	-	-	6.082.604	4.745.592	-	-	-	-	16.213.863	13.116.767
Otros pasivos no financieros no corrientes	4.679.402	1.805.447	434	364	11.849.500	11.668.624	-	-	23.187	22.244	-	-	(98.355)	-	16.454.168	13.496.679
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	3.510.374	3.152.693	68.685	50.126	492.025	372.402	-	-	425.973	294.494	-	-	-	-	4.497.057	3.869.715
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>167.911.627</b>	<b>117.224.410</b>	<b>1.230.113</b>	<b>991.919</b>	<b>21.115.069</b>	<b>19.332.375</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.531.764</b>	<b>5.062.330</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(98.355)</b>	<b>-</b>	<b>196.690.218</b>	<b>142.611.034</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>288.813.707</b>	<b>209.835.189</b>	<b>6.819.848</b>	<b>4.088.108</b>	<b>71.886.588</b>	<b>81.358.414</b>	<b>1.728.688</b>	<b>2.055.399</b>	<b>11.021.213</b>	<b>9.606.520</b>	<b>6.842.271</b>	<b>-</b>	<b>(34.147.590)</b>	<b>(41.462.892)</b>	<b>352.964.725</b>	<b>265.480.738</b>
<b>PATRIMONIO</b>																
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	400.721.981	383.997.885	15.977.786	15.916.010	105.104.640	92.037.051	8.391.295	8.182.607	69.388.782	67.307.169	(109.283)	-	(198.753.220)	(183.442.837)	400.721.981	383.997.885
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.299.685	5.097.845	5.299.685	5.097.845
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>400.721.981</b>	<b>383.997.885</b>	<b>15.977.786</b>	<b>15.916.010</b>	<b>105.104.640</b>	<b>92.037.051</b>	<b>8.391.295</b>	<b>8.182.607</b>	<b>69.388.782</b>	<b>67.307.169</b>	<b>(109.283)</b>	<b>-</b>	<b>(193.453.535)</b>	<b>(178.344.992)</b>	<b>406.021.666</b>	<b>389.095.730</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>689.535.688</b>	<b>593.833.074</b>	<b>22.797.634</b>	<b>20.004.118</b>	<b>176.991.228</b>	<b>173.395.465</b>	<b>10.119.983</b>	<b>10.238.006</b>	<b>80.409.995</b>	<b>76.913.689</b>	<b>6.732.988</b>	<b>-</b>	<b>(227.601.125)</b>	<b>(219.807.884)</b>	<b>758.986.391</b>	<b>654.576.468</b>

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		ELIMINACIONES		TOTALES	
	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al	01/01/2014 al	01/01/2013 al
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	207.395.105	162.248.053	15.992.754	12.348.670	26.167.971	23.283.611	18.677.695	26.211.335	18.752.045	17.914.883	-	-	-	-	286.985.570	242.006.552
Otros ingresos	20.525.972	16.432.804	654.327	835.072	1.529.040	1.346.347	87.481	286.059	1.186.064	1.078.221	-	-	-	-	23.982.884	19.978.503
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(167.393.877)	(124.687.957)	(11.496.236)	(8.623.928)	(299.484)	(552.252)	(17.142.763)	(25.326.140)	(6.237.218)	(6.516.312)	-	-	-	-	(202.569.578)	(165.706.589)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(11.181.542)	(9.676.045)	(423.695)	(378.381)	(1.502.368)	(1.376.282)	-	-	(1.660.344)	(1.530.601)	-	-	-	-	(14.767.949)	(12.961.309)
Gasto por Depreciación y Amortización	(7.939.635)	(7.345.403)	(771.584)	(610.537)	(3.474.778)	(2.995.825)	-	-	(2.526.141)	(2.060.353)	-	-	-	-	(14.712.138)	(13.012.118)
Otros Gastos por Naturaleza	(21.967.649)	(20.608.147)	(1.192.874)	(1.336.643)	(3.905.628)	(3.104.765)	(60.157)	(73.540)	(4.412.806)	(3.724.650)	(3.262)	-	-	-	(31.542.376)	(28.847.745)
Otras Ganancias (Pérdidas)	86.337	(16.964)	(16.457)	(2.383)	20.972	(1.580)	-	-	(14.903)	(7.440)	-	-	-	-	75.949	(28.367)
Ingresos Financieros	1.119.876	2.136.590	39.570	32.727	821.558	410.719	371.658	493.397	635.407	610.526	7.477	-	(1.418.659)	(2.214.841)	1.576.887	1.469.118
Costos Financieros	(6.195.054)	(6.955.322)	(26.857)	(161)	(1.534.555)	(1.617.736)	-	(47)	(1.540)	(1.441)	(43.234)	-	1.418.659	2.214.841	(6.382.581)	(6.359.866)
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	20.879.858	19.237.866	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.370.893)	(19.592.597)	(1.491.035)	(354.731)
Diferencias de Cambio	33.744	58.729	(6)	599	(4.012)	10.120	(1.262.181)	(726.404)	2	2.602	(14.269)	-	-	-	(1.246.722)	(654.354)
Resultados por Unidades de Reajuste	(6.501.529)	(2.196.143)	7.616	5.744	523.306	171.573	10.320	6.992	41.400	20.724	-	-	-	-	(5.918.887)	(1.991.110)
<b>Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto</b>	<b>28.861.606</b>	<b>28.628.061</b>	<b>2.766.558</b>	<b>2.270.779</b>	<b>18.342.022</b>	<b>15.573.930</b>	<b>682.053</b>	<b>871.652</b>	<b>5.761.966</b>	<b>5.786.159</b>	<b>(53.288)</b>	<b>-</b>	<b>(22.370.893)</b>	<b>(19.592.597)</b>	<b>33.990.024</b>	<b>33.537.984</b>
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.488.340)	(1.659.425)	(444.945)	(407.056)	(3.257.803)	(2.863.334)	(309.735)	(277.671)	(705.861)	(962.493)	14.359	-	-	-	(6.192.325)	(6.169.979)
<b>Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas</b>	<b>27.373.266</b>	<b>26.968.636</b>	<b>2.321.613</b>	<b>1.863.723</b>	<b>15.084.219</b>	<b>12.710.596</b>	<b>372.318</b>	<b>593.981</b>	<b>5.056.105</b>	<b>4.823.666</b>	<b>(38.929)</b>	<b>-</b>	<b>(22.370.893)</b>	<b>(19.592.597)</b>	<b>27.797.699</b>	<b>27.368.005</b>
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>27.373.266</b>	<b>26.968.636</b>	<b>2.321.613</b>	<b>1.863.723</b>	<b>15.084.219</b>	<b>12.710.596</b>	<b>372.318</b>	<b>593.981</b>	<b>5.056.105</b>	<b>4.823.666</b>	<b>(38.929)</b>	<b>-</b>	<b>(22.370.893)</b>	<b>(19.592.597)</b>	<b>27.797.699</b>	<b>27.368.005</b>

## 27 Hechos Posteriores

Con fecha 4 de marzo de 2015, la sociedad filial STS 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, STS 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. STS, 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 STS 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 consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

## 28 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	556	-
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	2.218	1.416
Saesa	Gestión de residuos	Costo	2.635	395
Saesa	Reforestaciones	Inversión	11.919	16.991
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	512	392
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	43.764	-
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.443	5.852
STS	Asesorías medioambientales	Costo	3.387	1.627
STS	Gestión de residuos	Costo	-	1.730
STS	Reforestaciones	Inversión	12.330	72.310
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	75	41
STS	Permisos sectoriales y otros	Inversión	2.540	-
STS	Proyectos de inversión	Inversión	85.258	100.447
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	3.323	154
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	5.962	7.115
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	96	-
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	11.505	12.544
<b>Totales</b>			<b>187.523</b>	<b>221.014</b>

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

## 29 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), para electrificación de sectores aislados.

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2014 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación de Garantía				
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total	2015 (M\$)	2016 (M\$)	2017 (M\$)	2018 (M\$)	2019 (M\$)
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	320.706	320.706	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	13.991.854	3.539.285	9.768.407	684.162	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.642.351	1.376.927	2.337.739	4.927.685	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Octay	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	500	500	-	-	-	-
Consorcio Viaducto Chamiza S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	74.148	74.148	-	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	463.531	442.598	20.933	-	-	-
Municipalidad de Osorno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	325.533	325.533	-	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	159.282	79.641	79.641	-	-	-
Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	23.840	-	23.840	-	-	-
Serviu Chiloe	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.492	1.492	-	-	-	-
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	125.589	19.898	105.691	-	-	-
Chilquinta Energía S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	4.004.550	-	-	-	1.795.980	2.208.570
Minera Escondida Ltda	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	345.848	345.848	-	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	3.039.818	3.039.818	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	408.759	-	-	408.759	-	-
Director de Vialidad	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	22.164	22.164	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	772.321	151.035	-	621.286	-	-
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	78.216	78.216	-	-	-	-
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.487	7.487	-	-	-	-
Director de Vialidad Ministerio Obras Publicas	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.066	4.066	-	-	-	-
<b>Totales</b>					<b>32.812.055</b>	<b>9.829.362</b>	<b>12.336.251</b>	<b>6.641.892</b>	<b>1.795.980</b>	<b>2.208.570</b>

Saesa mantiene boletas de garantía con Chilquinta Energía (CHE), en el marco de la adjudicación de proyectos de transmisión troncal; Nueva Línea 2x220 KV Cardones-Diego de Almagro y Nueva Línea 2x220 KV Ciruelos-Pichirropulli. La relacionada Eletrans debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias de fiel cumplimiento y para garantizar la ejecución del proyecto y el pago de multas. Estas últimas boletas fueron obtenidas por Eletrans con la garantía de CHE.

Para proteger su posición de garante único, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas garantizadas por CHE a Eletrans S.A. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Durante el año 2013 en el marco de la presentación a la propuesta de los proyectos Nueva Línea 1x220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución S.A. abierta de giro exclusivo transmisión (Eletrans II S.A.).

Estas últimas boletas fueron obtenidas por CHE y para proteger su posición, CHE solicitó a Saesa dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas emitidas por CHE. Estas boletas podrían ser cobradas por CHE, según monto y responsabilidad de la siguiente manera:

- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en el accionista Saesa (se cobran las dos boletas que totalizan el 100% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II es compartida por los accionistas CHE y Saesa (se cobra una boleta, es decir el 50% del valor garantizado).
- La responsabilidad del incumplimiento de Eletrans II recae sólo en esa empresa, no se cobran las boletas de garantía.

Tal como se aprecia, el monto total garantizado por este concepto alcanza a M\$4.004.550 al 31.12.2014.

### 30 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2014 la Sociedad y sus filiales han 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\$11.217.362.

### 31 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2014											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.512.843	168.478.385	50.771.519	21.115.069	26.167.971	15.084.219	15.036.690
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	22.180.413	58.229.582	4.489.449	6.531.764	18.752.045	5.056.105	5.008.338
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	6.799.826	15.997.808	5.589.735	1.230.113	15.992.754	2.321.613	2.318.492
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	9.991.463	128.520	1.728.688	-	18.677.695	372.318	1.645.442
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.268.529	3.464.459	6.842.271	-	-	(38.929)	(408.226)

31/12/2013											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	17.104.745	156.290.720	62.026.039	19.332.375	23.283.611	12.710.596	12.741.382
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	19.620.370	57.293.319	4.544.190	5.062.330	17.914.883	4.823.666	4.824.495
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	4.043.827	15.960.291	3.096.189	991.919	12.348.670	1.863.723	1.865.580
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	10.128.792	109.214	2.055.399	-	26.211.335	593.981	1.285.370

## 32 Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), son accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A., con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión troncal que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

ACTIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	6.125,87	11.095,70	3.716.872	5.820.915
ACTIVOS NO CORRIENTES	54.294,15	11.147,99	32.942.976	5.848.347
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>60.420,02</b>	<b>22.243,69</b>	<b>36.659.848</b>	<b>11.669.262</b>
PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES	6.008,41	240,65	3.645.603	126.247
PASIVOS NO CORRIENTES	66.009,86	28.185,92	40.051.483	14.786.616
PATRIMONIO	(11.598,25)	(6.182,88)	(7.037.238)	(3.243.601)
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>60.420,02</b>	<b>22.243,69</b>	<b>36.659.848</b>	<b>11.669.262</b>
Estado de Resultados Integrales	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
Ganancia (pérdida)				
Otros ingresos	17,04	0,85	9.496	403
Otros gastos, por naturaleza	(456,54)	(295,78)	(261.687)	(146.560)
Ingresos financieros	160,99	123,94	89.395	63.677
Costos financieros	(569,62)	(398,35)	(279.297)	(200.053)
Diferencias de cambio	(3.482,33)	(1.053,66)	(1.877.245)	(538.424)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(4.330,46)</b>	<b>(1.623,00)</b>	<b>(2.319.338)</b>	<b>(820.957)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	814,57	325,27	431.895	164.618
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(1.887.443)</b>	<b>(656.339)</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(1.887.443)</b>	<b>(656.339)</b>
Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>(3.515,89)</b>	<b>(1.297,73)</b>	<b>(1.887.443)</b>	<b>(656.339)</b>
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(3.608,37)	(7.306,59)	(2.789.542)	(3.833.110)
<b>Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>(3.608,37)</b>	<b>(7.306,59)</b>	<b>(2.789.542)</b>	<b>(3.833.110)</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	721,67	1.461,32	557.908	766.622
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>721,67</b>	<b>1.461,32</b>	<b>557.908</b>	<b>766.622</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>	<b>(2.886,70)</b>	<b>(5.845,27)</b>	<b>(2.231.634)</b>	<b>(3.066.488)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>(6.402,59)</b>	<b>(7.143,00)</b>	<b>(4.119.077)</b>	<b>(3.722.827)</b>

Al 31 de diciembre de 2014, debido al patrimonio negativo de Eletrans S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$3.518.619 y al 31 de diciembre de 2013, M\$1.621.801.

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans II S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

ACTIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	14.473,18	3.902,61	8.781.602	2.047.348
ACTIVOS NO CORRIENTES	14.417,97	3.665,40	8.748.103	1.922.905
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>28.891,15</b>	<b>7.568,01</b>	<b>17.529.705</b>	<b>3.970.253</b>

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2014 MUSD	31/12/2013 MUSD	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES	28.794,93	7.493,15	17.471.324	3.930.981
PASIVOS NO CORRIENTES	3.543,19	714,80	2.149.830	374.991
PATRIMONIO	(3.446,97)	(639,94)	(2.091.449)	(335.719)
<b>TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS</b>	<b>28.891,15</b>	<b>7.568,01</b>	<b>17.529.705</b>	<b>3.970.253</b>

Estado de Resultados Integrales	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
<b>Ganancia (pérdida)</b>				
Otros ingresos	27,15	-	16.310	-
Otros gastos, por naturaleza	(184,16)	(8,83)	(109.160)	(4.646)
Ingresos financieros	309,01	36,84	177.664	18.956
Costos financieros	(451,74)	(100,20)	(246.604)	(51.457)
Diferencias de cambio	(2.135,53)	(54,36)	(1.216.061)	(29.257)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(2.435,27)</b>	<b>(126,55)</b>	<b>(1.377.851)</b>	<b>(66.404)</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	500,55	25,31	283.225	13.281
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(1.094.626)</b>	<b>(53.123)</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(1.094.626)</b>	<b>(53.123)</b>

Estado del Resultado Integral	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2013 al 31/12/2013 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$	01/01/2013 al 31/12/2013 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>(1.934,72)</b>	<b>(101,24)</b>	<b>(1.094.626)</b>	<b>(53.123)</b>
<b>Otro resultado integral</b>				
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	(2.830,81)	(698,38)	(1.299.734)	(366.375)
<b>Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo</b>	<b>(2.831)</b>	<b>(698,38)</b>	<b>(1.299.734)</b>	<b>(366.375)</b>
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	764,32	139,68	350.928	73.275
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>	<b>764,32</b>	<b>139,68</b>	<b>350.928</b>	<b>73.275</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>	<b>(2.066,49)</b>	<b>(558,70)</b>	<b>(948.806)</b>	<b>(293.100)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>	<b>(4.001,21)</b>	<b>(659,94)</b>	<b>(2.043.432)</b>	<b>(346.223)</b>

Al 31 de diciembre de 2014, debido al patrimonio negativo de Eletrans II S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$1.045.725 y al 31 de diciembre de 2013, M\$167.860.

### 33 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

#### a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2014 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2014 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	3,00%	2.357.824	2.327.267	4.685.091	4.562.866	4.440.640	4.318.414	4.196.189	-	17.518.109
Chile	UF	3,60%	439.368	439.368	878.736	878.737	878.737	878.737	878.737	31.437.335	34.952.283
Chile	UF	3,75%	-	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	81.583.434	90.733.434
Chile	UF	0,88%	-	3.824.096	3.824.096	3.791.588	3.759.081	3.726.573	-	-	11.277.242
Chile	UF	3,20%	781.862	781.862	1.563.724	1.563.723	1.563.723	1.563.723	1.563.723	73.100.978	79.355.870
<b>Totales</b>			<b>3.579.054</b>	<b>9.660.093</b>	<b>13.239.147</b>	<b>13.084.414</b>	<b>12.929.681</b>	<b>12.774.947</b>	<b>8.926.149</b>	<b>186.121.747</b>	<b>233.836.938</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2013 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2013 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	4.434.434	4.318.749	4.203.063	4.087.378	3.971.693	21.015.317
Chile	UF	3,60%	415.866	415.866	831.732	831.732	831.732	831.732	831.732	30.587.178	33.914.106
Chile	UF	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	79.383.872	88.044.352
Chile	UF	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	3.957.963	3.842.581	3.727.199	3.611.816	3.611.816	18.751.375
<b>Totales</b>			<b>2.705.400</b>	<b>8.914.939</b>	<b>11.620.339</b>	<b>11.389.249</b>	<b>11.158.182</b>	<b>10.927.114</b>	<b>10.696.046</b>	<b>117.554.559</b>	<b>161.725.150</b>

- Individualización de Bonos

								31 de Diciembre 2014							
RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente		No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2014 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN*664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.357.824	2.327.267	4.685.091	4.562.866	4.440.640	4.318.414	4.196.189	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN*665	Chile	UF	3,87%	3,60%	439.368	439.368	878.736	878.737	878.737	878.737	878.737	31.437.335
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN*397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	81.583.434
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN*301	Chile	UF	1,23%	0,88%	-	3.824.096	3.824.096	3.791.588	3.759.081	3.726.573	-	11.277.242
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON*742	Chile	UF	3,26%	3,20%	781.862	781.862	1.563.724	1.563.723	1.563.723	1.563.723	73.100.978	79.355.870
<b>Totales</b>								<b>3.579.054</b>	<b>9.660.093</b>	<b>13.239.147</b>	<b>13.084.414</b>	<b>12.929.681</b>	<b>12.774.947</b>	<b>8.926.149</b>	<b>186.121.747</b>

								31 de Diciembre 2013							
RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente		No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2013 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN*664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.289.534	2.260.608	4.550.142	4.434.434	4.318.749	4.203.063	4.087.378	3.971.693
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN*665	Chile	UF	3,87%	3,60%	415.866	415.866	831.732	831.732	831.732	831.732	831.732	30.587.178
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN*397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	2.165.120	79.383.872
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN*301	Chile	UF	3,67%	3,30%	-	4.073.345	4.073.345	3.957.963	3.842.581	3.727.199	3.611.816	18.751.375
<b>Totales</b>								<b>2.705.400</b>	<b>8.914.939</b>	<b>11.620.339</b>	<b>11.389.249</b>	<b>11.158.182</b>	<b>10.927.114</b>	<b>10.696.046</b>	<b>117.554.559</b>



## 34 Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	71.931	870
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	5.897.800	2.052.982
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	2.834.409	2.168.706
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	1.667.517	1.329.646
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	5.044.098	6.548.679
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	17	197.485
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>				<b>15.515.772</b>	<b>12.298.368</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>					
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.545.500	10.257.199
	Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	-	-
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	170.579	39.324
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				<b>9.716.079</b>	<b>10.296.523</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>				<b>25.231.851</b>	<b>22.594.891</b>
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.010.723	8.286.789
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	1.118.486	1.431.200
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	316.410	472.003
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	3.218.328	82.351
(*)	Otras Provisiones Corrientes	Peso chileno	Dólar	-	69.822
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	379.340	23
	Otros Pasivos no financieros corrientes	Dólar	Peso chileno	4.564.344	1.789.661
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>				<b>18.607.631</b>	<b>12.131.849</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	159.525.130	112.127.873
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>				<b>159.525.130</b>	<b>112.127.873</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>				<b>178.132.761</b>	<b>124.259.722</b>

(\*) Cuentas en pesos que corresponden a la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.

(\*\*) Se incluye aquellas cuentas que se eliminan en consolidación en el grupo y que en la filial SGA, con moneda funcional dólar, están en pesos.

**Análisis Razonado**  
**Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.**  
**Al 31 de diciembre de 2014**

**I. Análisis del Estado de Situación Financiera.**

	<b>dic-14</b> <b>MM\$</b>	<b>dic-13</b> <b>MM\$</b>	<b>Diferencia</b> <b>MM\$</b>	<b>Variación</b> <b>%</b>
Activos Corrientes	176.916	94.762	82.154	87%
Activos No Corrientes	582.070	559.814	22.256	4%
<b>Total Activos</b>	<b>758.986</b>	<b>654.576</b>	<b>104.410</b>	<b>16%</b>
Pasivos Corrientes	156.274	122.869	33.405	27%
Pasivos No Corrientes	196.690	142.611	54.079	38%
Patrimonio	406.022	389.096	16.926	4%
<b>Total Pasivos y Patrimonio</b>	<b>758.986</b>	<b>654.576</b>	<b>104.410</b>	<b>16%</b>

**1) Activos**

Este rubro presenta un aumento de MM\$104.410 respecto de diciembre de 2013, explicado por un aumento en los Activos Corrientes de MM\$82.154 y en los Activos No Corrientes de MM\$22.256.

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

- a) Aumento del Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$40.765) principalmente por emisión de Bonos Serie O en el mes de Noviembre, compensado parcialmente con el pago de dividendos, inversiones en activo fijos y deuda financiera.
- b) Aumento en las Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$39.139), principalmente por contabilización de reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión y aumento en el precio nudo, que afecta el precio al cliente final (MM\$36.594). Además de incremento en venta de energía, venta de materiales y servicios (MM\$3.624); compensado parcialmente por menores cuentas por cobrar en filial STS (MM\$5.404).
- c) Aumento en Inventarios Corrientes (MM\$1.575), por incremento en el stock de materiales destinados a mantención y obras ampliación del Sistema Eléctrico.

- d) Disminución en Activos por Impuestos Corrientes (MM\$306), por devolución de impuesto de renta.

La variación positiva del ítem de Activos No Corrientes, se explica por:

- a) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM\$20.769) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación de Propiedades, planta y equipo.
- b) Aumento en Activos por Impuestos Diferidos (MM\$2.920), debido a mayores diferencias temporales que afectan a Propiedades, planta y equipo, ingresos anticipados e incobrables.

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.780 “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.

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 por un monto de MM\$1.220 por este concepto.

- c) Aumento en Activos Intangibles distintos a la Plusvalía (MM\$598), principalmente por implementación de mejoras en programas informáticos.

Lo anterior, compensado parcialmente por disminución en Otros Activos Financieros (MM\$2.658), por utilización de remanente crédito fiscal que mantiene la filial STS y del crédito por Ley Austral en filial Edelayesen.

## 2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$87.484 respecto de diciembre de 2013, explicado por un aumento en los Pasivos Corrientes de MM\$33.405 y en los Pasivos No Corrientes de MM\$54.079.

El aumento de los Pasivos Corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento de Otros Pasivos Financieros Corrientes (MM\$1.206), principalmente por intereses devengados y actualización de bonos, compensado parcialmente con el pago de intereses de los Bonos Serie J e I con vencimiento en marzo y septiembre; Serie L en mayo y octubre; y Serie G en octubre.
- b) Aumento en Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar de MM\$12.770, por incremento en el precio nudo y por reliquidaciones asociadas a la aplicación de nuevo decreto de Subtransmisión, que implican cambios en los precios de los peajes que se incorporan a la compra de energía.
- c) Aumento en Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas (MM\$15.995), por incremento en cuentas por pagar a Matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A. e Inversiones Grupo Saesa Ltda.
- d) Aumento en Otros Pasivos No Financieros (MM\$4.456), principalmente por mayores aportes de subsidios FNDR y de terceros, para construcción de obras.

Lo anterior, compensado parcialmente con una Disminución de Pasivos por Impuestos Corrientes (MM\$992), por pago de impuesto de renta AT 2014, compensado parcialmente con impuesto a la renta del período y débito fiscal por IVA.

El aumento de los Pasivos No Corrientes, se explica por:

- a) Aumento en Otros Pasivos Financieros (MM\$47.397), por emisión de Bonos Serie O en el mes de noviembre.
- b) Aumento en Pasivos por Impuestos Diferidos (MM\$3.097), debido a mayores diferencias temporales que afectan a Propiedades, planta y equipo (en filiales Luz Osorno, STS y Edelayesen).

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.

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 por un monto de MM\$1.220 por este concepto.

- c) Aumento en Otros Pasivos No Financieros No Corrientes (MM\$2.957), producto del reconocimiento del patrimonio negativo de Eletrans S.A. I y II (negocio conjunto con Chilquinta, empresa, esta última, que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).

### 3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$16.926 respecto de diciembre de 2013, principalmente por el resultado del periodo (MM\$27.798) y el ajuste de conversión de la filial Sga (MM\$1.128); compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo (MM\$8.212), derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans I, II y filial STN (MM\$1.766) 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\$1.220).

## Principales Indicadores:

		Unidad	dic-14	dic-13	Var. %
Liquidez	Liquidez Corriente (1)	Veces	1,1	0,8	46,8%
	Razón Ácida (2)	Veces	1,1	0,7	52,4%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio Neto (3)	Veces	0,9	0,7	27,4%
	Cobertura Gastos Financieros (4)	Veces	9,7	8,6	13,6%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda Total (5)	%	44,3%	46,3%	(4,3%)
	Deuda LP / Deuda Total (6)	%	55,7%	53,7%	3,7%
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	32.793	36.623	(10,5%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,4	4,5	(24,4%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	108	82	32,0%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	97,0	69,9	38,8%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	62.092	54.469	14,0%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio (anualizado) (11)	%	6,99%	7,12%	(1,8%)
	Rentabilidad del Activo (anualizado) (12)	%	3,93%	4,13%	(4,7%)
	Rendimiento Activos Operacionales (anualizado) (13)	%	13,68%	12,70%	7,7%
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0030	0,0030	1,5%

### 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 la Sociedad y sus filiales consideran MM\$2.758 de inversiones con subsidios, mientras que en el 2013 MM\$7.171.

**(8) Permanencia de Inventarios:**

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

**(9) Rotación Cuentas por Cobrar:**

$$= \left( \frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1,19} \right) \times 360$$

**(10) Ebitda (12 meses móviles):**

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

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

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

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

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

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

$$= \frac{\left( \frac{12}{\text{Nº mes del cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación *}}{\left( \text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior} \right) / 2}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

**(14) Utilidad por acción:**

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

## II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	310.968	261.985	48.983	19%
Materias primas y consumibles utilizados	(202.569)	(165.707)	(36.862)	22%
<b>Margen de contribución</b>	<b>108.399</b>	<b>96.278</b>	<b>12.121</b>	<b>12,6%</b>
Gasto por Beneficio a los Empleados	(14.768)	(12.961)	(1.807)	14%
Otros gastos por naturaleza	(31.542)	(28.848)	(2.694)	9%
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>62.089</b>	<b>54.469</b>	<b>7.620</b>	<b>14,0%</b>
Gasto por Depreciación y Amortización	(14.712)	(13.012)	(1.700)	13%
<b>Resultado de explotación</b>	<b>47.377</b>	<b>41.457</b>	<b>5.920</b>	<b>14,3%</b>
Resultado Financiero	(11.972)	(7.536)	(4.436)	59%
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	(1.491)	(355)	(1.136)	100%
Otras Ganancias (Pérdidas)	76	(28)	104	(371%)
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	33.990	33.538	452	1%
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(6.192)	(6.170)	(22)	0%
<b>Ganancia (Pérdida)</b>	<b>27.798</b>	<b>27.368</b>	<b>430</b>	<b>2%</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Propietarios de la Controladora	27.373	26.969	404	1%
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participaciones No Controladoras	424	399	25	6%

### 1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del periodo anterior, en MM\$5.920, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de Contribución por MM\$12.121, principalmente debido a :

- Mayores ingresos de Distribución (MM\$5.499) por incremento en la venta de energía (4,91%) y alza en los principales indexadores del Valor Agregado de Distribución (VAD).
- Mayores ingresos de Subtransmisión (MM\$4.187), por mayores retiros de energía de las distribuidoras, incremento en el precio en Subtransmisión regulada (MM\$2.834) 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\$513), respecto de lo reliquidado en 2013, año en que se realizó parte importante de este efecto.



- Menores costos de combustible en filial Edelayson (MM\$1.224), por mejores condiciones hidrológicas respecto al año anterior, que permitió mayor generación hidráulica.

Compensado parcialmente con:

- a) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM\$2.694), asociado principalmente a mayores costos en Gastos de Administración; y Operación y Mantenimiento Sistema Eléctrico (producto del temporal de Junio); ambos compensados parcialmente con menores costos en contratistas del ciclo comercial de la compañía.
- b) Mayores Gastos del Personal (MM\$1.807), por incremento en la dotación promedio de personal, indexación por IPC y mayores pagos por indemnizaciones por desvinculaciones.
- c) Mayor Gasto por Depreciación y Amortización (MM\$1.700), por aumento en el nivel de inversión, principalmente en 2013.

## 2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa (mayor pérdida) de MM\$4.436 con respecto al periodo del año anterior, principalmente por:

- a) Disminución de los resultados (mayor pérdida) por Unidades de Reajuste (MM\$3.928), originado por la variación del valor de la UF en el periodo enero-diciembre 2014 (5,64%) versus periodo enero-diciembre 2013 (2,07%) y aumento de la deuda en UF.
  - b) Variación negativa (mayor pérdida) por Diferencias de Cambio (MM\$592), debido a la corrección de las cuentas monetarias de la filial SGA, que tiene moneda funcional dólar.
- 3) Mayor pérdida en participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación por (MM\$1.136), correspondiente a las empresas Eletrans S.A. I y II que se encuentran en etapa de construcción de su activo relevante, por lo que no generan ingresos a la fecha.

## 4) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2014 obtuvo utilidades por MM\$27.798, lo que implicó un aumento de MM\$430 respecto de diciembre 2013.

### III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-14 MM\$	dic-13 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	39.362	57.622	(18.260)	(32%)
de la Inversión	(38.053)	(42.255)	4.202	(10%)
de Financiación	39.426	(61.849)	101.275	(164%)
<b>Flujo neto del período</b>	<b>40.735</b>	<b>(46.482)</b>	<b>87.217</b>	<b>(188%)</b>
Variación en la tasa de cambio	30	(10)	40	(400%)
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>40.765</b>	<b>(46.492)</b>	<b>87.257</b>	<b>(188%)</b>
Saldo Inicial	19.787	66.279	(46.492)	(70%)
<b>Saldo Final</b>	<b>60.552</b>	<b>19.787</b>	<b>40.765</b>	<b>206%</b>

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$60.552, mayor en un 206% respecto al año anterior.

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

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en actividades de Operación, principalmente por mayor desembolso de efectivo en pagos de proveedores y pagos a y por cuenta de los empleados (a diciembre se encuentra finalizado el proceso de negociación colectiva 2014). Los decretos tarifarios para reliquidación de precio al cliente final fueron emitidos en diciembre 2014 por lo que los cobros se realizará a partir de 2015. Así, los ingresos de caja aún no se reflejan.
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en actividades de inversión, por menor inversión en activo fijo.
- 3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en actividades de Financiación, principalmente por Emisión de Bonos Serie O en el mes de noviembre y menor pago de dividendos y de préstamos de entidades financieras, en comparación con el 2013.

#### **IV. Mercados en que participa.**

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, abasteciendo a más del 90% de la demanda de estas regiones, junto a su filial Luz Osorno.

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

Saesa también está presente en el negocio de transmisión y subtransmisión, a través de la filial STS.

Por otra parte, la filial SGA comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC parte de la energía generada por la empresa relacionada Sagesa.

#### **V. Principales Riesgos.**

##### **1) Riesgos de Negocio**

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

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

##### **1.1) Riesgo Regulatorio**

###### **a) Cambio de la regulación**

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

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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 generación

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

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

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

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 2 de abril de 2013 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2012 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2016. Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada Sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local, del tipo de cambio y el precio del cobre. Las nuevas tarifas de la Sociedad y sus filiales de distribución implicaron un aumento de sus Ingresos de actividades ordinarias de aproximadamente un 1% (base 2013).

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

Para la filial Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona.

En cuanto a los Servicios Asociados a la Distribución Eléctrica (SSAA), viene al caso mencionar que a fines del 2011 y producto de una investigación realizada por la Fiscalía Nacional Económica, ante una presentación no contenciosa del 2008, ha solicitado a la Honorable Comisión Resolutiva calificar un nuevo conjunto de servicios como parte de los SSAA, precisiones y mayores exigencias para la prestación de servicios asociados no tarificados y proponer al Ejecutivo modificaciones legales en el caso de prestarse SSAA que utilicen infraestructura concebida para el servicio de suministro de electricidad. La Sociedad está monitoreando lo anteriormente comentado, de modo de anticipar cambios en los actuales procesos o en las formas de tarificación en la industria. En ese mismo sentido, la Sociedad ha implementado procesos de modelación y detalle de los distintos servicios hoy ofrecidos o los nuevos, considerando el detalles de las actividades incluidas, condiciones de aplicación y sus costos, cuyos precios se publican en nuestras oficinas comerciales y son informados oportunamente a la Autoridad.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA, que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, este proceso finalizó el 14 de marzo de 2014 con la

publicación del Decreto respectivo. Las nuevas tarifas implicaron una disminución de los Ingresos ordinarios de la Sociedad y sus filiales en un 0,7% anual (en base 2013).

d) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

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 1,2% (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.

e) Contratos de suministro

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

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro con Endesa, Colbún y Empresa Eléctrica Panguipulli. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 (RE2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por la Dirección de Peajes del CDEC – SIC a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

Luego de una revisión de los bloques de suministro, finalmente se redefinieron los períodos considerados en los procesos 2013/01 y 2013/02, de tal forma que el primer proceso considera requerimientos entre los años 2013 y 2024, y el segundo proceso entre los años 2016 y 2018. Tanto el proceso 2013/01 como 2013/02 se iniciaron el 20



de junio de 2013 y a solicitud de la CNE, se solicitó extender los plazos de recepción de ofertas.

Respecto al proceso 2013/01, se adjudicó un 78% de las energías licitadas (70% a ENDESA y 8% a Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.). Producto de lo anterior, la Comisión solicitó realizar nuevamente modificaciones al proceso 2013/02 en términos de plazo de suministro (2017-2018), energía licitada, y plazo de adjudicación (Octubre de 2014). En paralelo, la misma CNE impulsó un tercer proceso de licitación 2013/03, el cual cubriría la energía no adjudicada del proceso 2013/01 y requerimientos de energía de los distribuidores desde el 2018 hasta el 2025 y cuya adjudicación se realizó el 14 de agosto, resultando sólo un 15% de la energía licitada adjudicada a ENDESA (único oferente).

Producto de la adjudicación parcial del proceso 2013/03, y por adecuaciones en los bloques licitados, con fecha 12 de septiembre la CNE dejó sin efecto el Proceso de Licitación 2013/02 y se aprueba el segundo llamado del proceso 2013/03 que considerará parte de los requerimientos del proceso 2013/03 no adjudicados, y la energía del Proceso 2013/02, considerándose así los requerimientos de energía de los distribuidores a través de cuatro Bloques de Suministro que comprenden requerimientos que van desde el 2016 hasta el 2033. En diciembre 2014 se adjudicó sobre el 91% de las energías licitadas, quedando un 9% sin adjudicar, la cual se considerará en futuras licitaciones.

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

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos destinados al suministro de éstas, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, permiten disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio de las distribuidoras

f) Abastecimiento de energía

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



con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía.

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

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

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones antes un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

## 2) Riesgos Financieros

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

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

### 2.1) Riesgos Tipo de Cambio

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

Para algunas operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad y sus filiales, éstas contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

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

Las filiales SGA y STN tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 2,9%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2014, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$138.299, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 31 de diciembre de 2014, las cuentas de balance de STN presentan un exceso de pasivos sobre activos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$9.279, de cargo o abono según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

## 2.2) Riesgo Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados.

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

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología

consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$ 880.231 al 31 de diciembre de 2014.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN tiene flujos futuros indexados fuertemente al dólar, según contratos de adjudicación, y que actualmente está en período de construcción del activo relacionado, la Sociedad ha tomado un Cross Currency Swap con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M\$
STN	15-10-2014	859,5	21.167.200

### 2.3) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 91% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$147.763 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31/12/2014	31/12/2013
Tasa Interés Variable	9%	14%
Tasa Interés Fija	91%	86%

### 2.4) Riesgo de Liquidez

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

Debido a lo anterior, la deuda financiera se encuentra en un 100% estructurada a largo plazo, mediante bonos.

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

Saesa y sus filiales, en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.750.000 en conjunto con la sociedad 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 y sus filiales tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. Para lo anterior, existe una política de crédito, que establece las condiciones y formas de pago, así como también condiciones a pactar con los clientes morosos.

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

### **Cuentas por cobrar comerciales:**

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad operacional, se distingue dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otro relacionado con otras ventas, que corresponde a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago; esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza,

ya que el plazo de cobro a los clientes es reducido (45 días). Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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

El riesgo de incobrabilidad en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos de antigüedad (en días):

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	35%	66%
271 a 360	67%	66%
361 o más	100%	100%

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

En algunos casos especiales (clientes importantes o gubernamentales), la Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico (estacionalidad de flujos) o condiciones puntuales del mercado.

#### **Activos de carácter financiero:**

De acuerdo con lo definido por la Sociedad y sus filiales, 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.

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

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

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

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

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