



Reporte Anual 2015

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
Responsabilidad social y desarrollo sostenible	12
Directorio	15
Administración	16
Estructura Organizativa	18
Marcha de la Empresa	19
Línea de Tiempo	25
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	28
Actividades de la Sociedad	32
Factores de Riesgo	34
Gestión Financiera	39

Información Financiera	42
Hechos Relevantes	43
Estados Resumidos	45
Estados Financieros	49

Carta del Presidente del Directorio

Estimados clientes, inversionistas, colaboradores y autoridades, por encargo de nuestro directorio, presento a ustedes nuestro reporte anual de actividades, correspondiente al año 2015.

Sin lugar a dudas, el 2015 pasará a la historia de estos casi 90 años de trabajo del Grupo Saesa como un año especial, el año en que formalmente ya somos parte de la Transmisión Troncal en Chile. Este Grupo, con sede en la ciudad de Osorno, lleva muchos años con un fuerte compromiso con el desarrollo del país, aportando con más energía, más seguridad y más eficiencia en todos los ámbitos de la cadena de suministro eléctrico, siendo su foco y principal responsabilidad la distribución de electricidad a nuestros 795 mil clientes repartidos entre las regiones del Bío Bío y Aysén.

Con la convicción de poder aportar más al desarrollo del país, es que en el año 2012 se tomó la decisión de ampliar la zona geográfica de operación, lo cual se materializó con la entrada en operación de nuestro primer proyecto de Transmisión Troncal, a través de una línea de 220 Kv entre Diego de Almagro y Cardones, cerca de la ciudad de Copiapó, en un desarrollo conjunto con Chilquinta.

Nuestra motivación es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, para lo cual se requiere de nuevos proyectos, que sean más eficientes y competitivos, sustentados en procesos al interior de la compañía que cada día garanticen de mejor manera un servicio de calidad y excelencia. Para esto hemos seguido avanzando en las tareas propuestas para alcanzar este logro, y hoy con mucho orgullo podemos decir que la compañía ha ido cumpliendo las etapas necesarias para llegar a esta meta, a través de mejoras en nuestros indicadores de calidad de servicio, reducción de pérdidas de energía en nuestras redes, y la concreción de importantes proyectos de crecimiento en Distribución y Transmisión a través de inversiones por más de \$87 mil millones, lo que representa un 90% más de lo invertido durante el año 2014; pudiendo llegar a más hogares e industrias con cada vez mejor energía. Todo lo anterior se ampara en una mayor participación y contacto con la ciudadanía para la materialización de nuestros proyectos y el quehacer diario, con un fuerte acento en la seguridad de nuestros trabajadores y contratistas, lo que ha permitido alcanzar los menores índices de accidentabilidad en la historia del Grupo Saesa.

Adicionalmente, y con el objeto de seguir aportando al desarrollo de un sistema robusto y confiable en todo el país, continuamos con la ejecución de seis proyectos de transmisión eléctrica en las regiones de Antofagasta, Atacama, Metropolitana, Maule, Bío Bío y Los Ríos, la mayoría de ellos a ser finalizados en el 2016 y 2017.

Nuestros esfuerzos están puestos en desarrollar nuestra cartera de proyectos basados en las variables económica, ambiental y social, sin dejar de lado la innovación y el uso de nuevas tecnologías, y de esa forma satisfacer proactivamente la creciente demanda energética del país, lo que responde a las nuevas iniciativas promovidas desde el Gobierno que requieren la inversión de privados y la colaboración de múltiples actores. Es imprescindible reforzar y mejorar el sistema de abastecimiento de electricidad y para ello se requieren soluciones más modernas e innovadoras, lo que sin duda irá en directo beneficio de los clientes finales, buscando la eficiencia energética y el desarrollo de redes inteligentes. Desde ese punto de vista, las empresas que conforman el Grupo Saesa ponen a disposición del país su vasta experiencia en la construcción y operación de redes que integran la carretera eléctrica de Chile, en zonas donde son aún mayores los desafíos debido a la dispersión geográfica de su población, su paisaje accidentado y las dificultades climáticas existentes, propias del sur de nuestro país.

Sabemos que el ámbito social es fundamental para nuestros clientes y vincularnos con la comunidad es la única manera de conocer realmente qué es lo que se espera del Grupo Saesa. Es lo que perseguimos a través del nuevo programa de relación con la comunidad “Somos Vecinos” que llegó para instalarse como espacio de relacionamiento con nuestras comunidades a través de sus dirigentes vecinales. Este plan piloto que comenzó

hace algo más de un año nos ha dado una gran satisfacción al ver los positivos resultados que ha tenido, y sobre todo la acogida por parte de la comunidad, lo que hace que durante el año 2016 este programa se amplíe a nuevas comunas.

La Compañía ha continuado con el programa Crece, un robusto plan de capacitación para técnicos y profesionales, lo cual se ha reforzado con la implementación de un programa más completo enfocado a desarrollar las habilidades comunicacionales, directivas y de liderazgo de nuestras jefaturas y potenciales ejecutivos que surgen de programas de potenciación de talentos internos y los planes de sucesión. Asimismo, se ha continuado con las mejoras en los estándares de trabajo mediante la mejora de procesos y procedimientos, siempre en la búsqueda de la mejora continua, en conjunto con la modernización de nuestras oficinas, almacenes y dependencias, con un enfoque en la productividad y en la atención a nuestros clientes internos y externos. Esto y otros esfuerzos en relación a las mejoras de beneficios y clima de trabajo han permitido la obtención del puesto número 31 en el ranking Great Place to Work conseguido por el grupo Saesa dentro de las mejores empresas para trabajar en Chile.

El año 2015 continuó con la senda de mejoras en términos de resultados para la Compañía llegando a su mejor desempeño histórico con un Ebitda de \$85.060 millones, lo que representa un aumento de 6% respecto de lo conseguido en el 2014. Esto demuestra la consolidación de los esfuerzos realizados en la concreción de los proyectos y da cuenta de las mejoras operacionales alcanzadas, y es sin lugar a dudas resultado de nuestra Planificación Estratégica que ha tenido como ejes el acercamiento a nuestros clientes, el desarrollo de nuestros colaboradores, las mejoras operacionales, en productividad y procesos, la implementación de nuevas tecnologías, y los nuevos proyectos de crecimiento y desarrollo en los que está abocada la Compañía.

Les invito a revisar nuestro reporte anual y a mirarnos como una empresa que desafía al futuro, y que día a día se esfuerza en seguir avanzando en el crecimiento responsable y sostenible con el que estamos comprometidos.

Un saludo afectuoso,



Iván Díaz - Molina

Presidente Grupo Saesa

Visión Corporativa

Visión

Nuestra visión es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país.

Nuestro trabajo se fundamenta en el compromiso con nuestros clientes, el cuidado del medio ambiente y el desarrollo y seguridad de nuestros trabajadores.

Tenemos una visión de largo plazo y buscamos asegurar la creación de valor para nuestros accionistas.

Misión

La Misión de Saesa para el próximo quinquenio es consolidar su operación y redefinir sus capacidades comerciales con una mentalidad verdaderamente centrada en el cliente.

Al año 2020 la Compañía debe ser reconocida en la industria por una gestión de excelencia y alta calidad de producto, así como por un sólido vínculo con el regulador y las comunidades.

Crecimiento y visión 2020

Durante los próximos 5 años el Grupo Saesa aumentará significativamente su valor económico y ampliará su portafolio de negocios. La empresa debe desarrollar además una cultura de innovación y anticiparse a los cambios del futuro en esta industria.

Valores Corporativos

Para alcanzar los objetivos y visión del negocio, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores y quehacer diario, basándose en siete valores fundamentales:

1. Integridad: *Hacemos lo correcto*
 2. Transparencia: *Vamos con verdad y honestidad*
 3. Seguridad: *Un intransable*
 4. Excelencia: *Hacemos las cosas de manera impecable*
 5. Foco en el cliente: *El centro de nuestra gestión*
 6. Eficiencia: *Clave en nuestra industria*
 7. Sustentabilidad: *Somos responsables con el futuro*
-

Identificación de la Sociedad

Razón Social	Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Nombre de Fantasía	STS
Rol Único Tributario	96.701.470-2
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 24147500
Fax	(2) 24147009
Correo Electrónico	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaes.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Entidades	N° 28
Informantes	
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2001, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 30.453 N° 24.798 del Registro de Comercio de Santiago de 2001, y publicado en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2001.

Antecedentes Relevantes

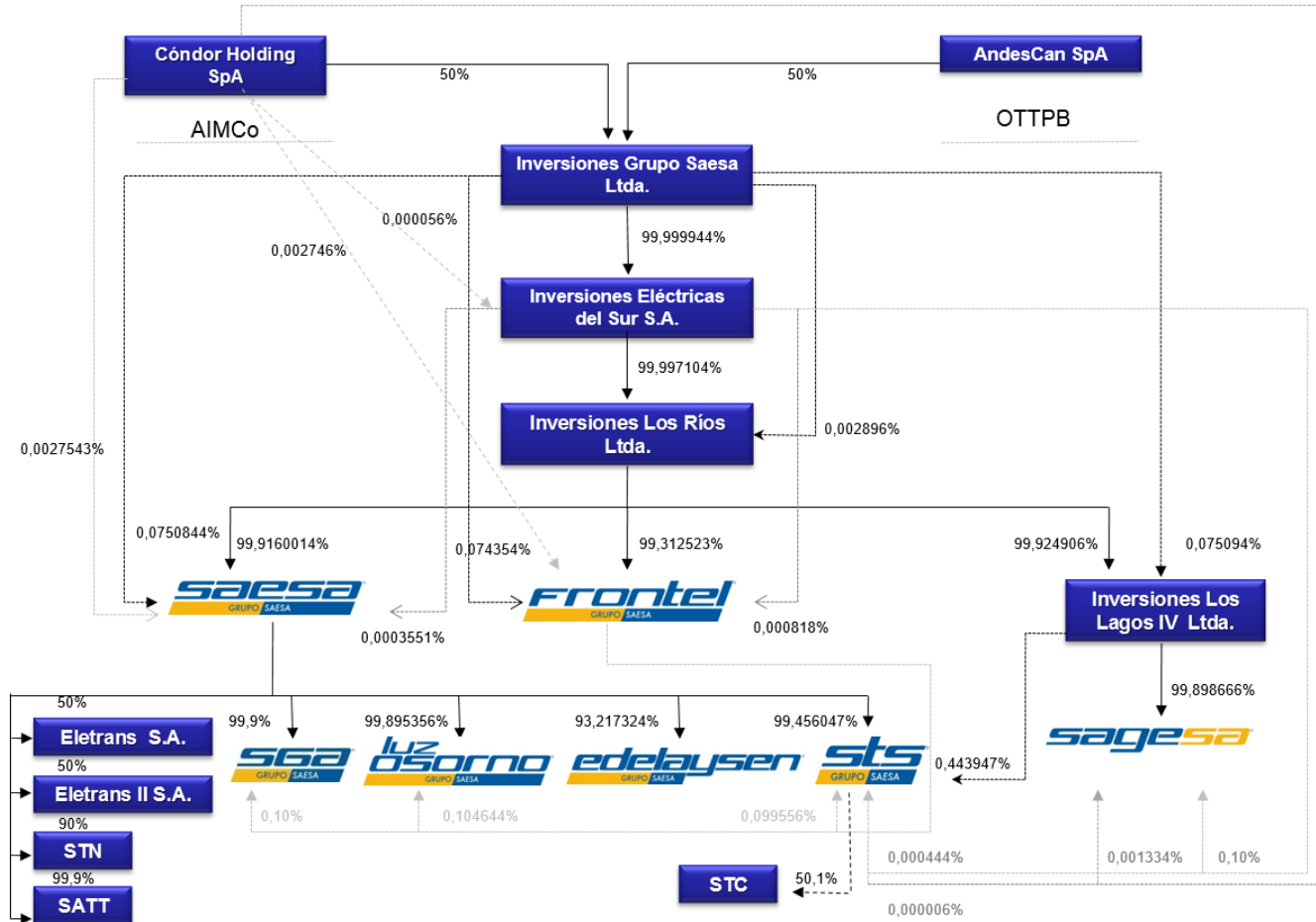
	MM\$	MM\$
	2015	2014
Ingresos	29.634	27.697
Margen Bruto	29.169	27.398
Ganancia	15.131	15.084
Activos	193.944	159.753
Pasivos	79.106	71.887
Patrimonio	114.838	87.866
Inversiones	15.319	16.604
EBITDA	22.262	21.990

Antecedentes Operacionales

	2015	2014
Trabajadores	70	70
Instalaciones propias		
Líneas AT 110-66 kV(km)	780	717
MVA Instalados 220-110-66 kV	730	690
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	1.127	918
Instalaciones de Terceros operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)	367,5	294,5
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	1.007	213

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:



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

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

Propiedad y Control

Los accionistas de STS al 31 de diciembre de 2015 son:

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

Durante el año 2015, no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

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

Acuerdos Conjuntos

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

Gobierno Corporativo

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

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

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.

Responsabilidad social y desarrollo sostenible

a) Diversidad en el directorio:

Diversidad	Directorio		
	Hombres	Mujeres	Total
Rango de edades (años)			
< 30	-	-	-
30 y 40	1	1	2
41 y 50	3	-	3
51 y 60	1	-	1
61 y 70	1	-	1
> 70	1	-	1
Antigüedad (años)			
< 3	2	-	2
3 y 6	4	-	4
6 y 9	1	1	2
9 y 12	-	-	-
> 12	-	-	-
Nacionalidad			
Chilena	4	-	4
Extranjera	3	1	4

b) Diversidad en la gerencia general y demás gerencias

Diversidad	Gerencia General y otras		
	Hombres	Mujeres	Total
Rango de edades (años)			
< 30	-	-	-
30 y 40	-	-	-
41 y 50	-	-	-
51 y 60	1	-	1
61 y 70	-	-	-
> 70	-	-	-
Antigüedad (años)			
< 3	-	-	-
3 y 6	-	-	-
6 y 9	1	-	1
9 y 12	-	-	-
> 12	-	-	-
Nacionalidad			
Chilena	1	-	1
Extranjera	-	-	-

c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización		
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Total
< 30	11	1	12
30 y 40	29	1	30
41 y 50	19	1	20
51 y 60	5	1	6
61 y 70	1	-	1
> 70	-	-	-
<u>Antigüedad (años)</u>			
< 3	12	-	12
3 y 6	7	1	8
6 y 9	16	-	16
9 y 12	12	1	13
> 12	18	2	20
<u>Nacionalidad</u>			
Chilena	65	4	69
Extranjera	-	-	-

Diversidad en la organización	Directorio		Gerencia General y otras		Organización		Total		% Representatividad	
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
< 30	-	-	-	-	11	1	11	1	14,1%	1,3%
30 y 40	1	1	-	-	29	1	30	2	38,5%	2,6%
41 y 50	3	-	-	-	19	1	22	1	28,2%	1,3%
51 y 60	1	-	1	-	5	1	7	1	9%	1,3%
61 y 70	1	-	-	-	1	-	2	-	2,6%	-
> 70	1	-	-	-	-	-	1	-	1,3%	-
<u>Antigüedad (años)</u>										
< 3	2	-	-	-	12	-	14	-	17,9%	-
3 y 6	4	-	-	-	7	1	11	-	14,1%	-
6 y 9	1	1	-	-	16	-	17	1	21,8%	1,3%
9 y 12	-	-	-	-	12	1	-	-	-	-
> 12	-	-	1	-	18	2	-	-	-	-
<u>Nacionalidad</u>										
Chilena	4	-	1	-	65	4	70	4	89,7%	5,1%
Extranjera	3	1	-	-	-	-	3	1	3,8%	1,3%
							78(*)			

(*): Incluye directorio

d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)		
	Femenino	Masculino	Diferencia
Enc. Unidad	62,40%	100%	-37,60%
Jefes de Área	91,82%	100%	-8,18%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	64,98%	100%	-35,02%
Secretarias	100%	N.A	N.A
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	N.A	100%	N.A

Directorio

En el año 2015 el Directorio de la Sociedad y sus Empresas Filiales se compone de ocho integrantes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

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

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

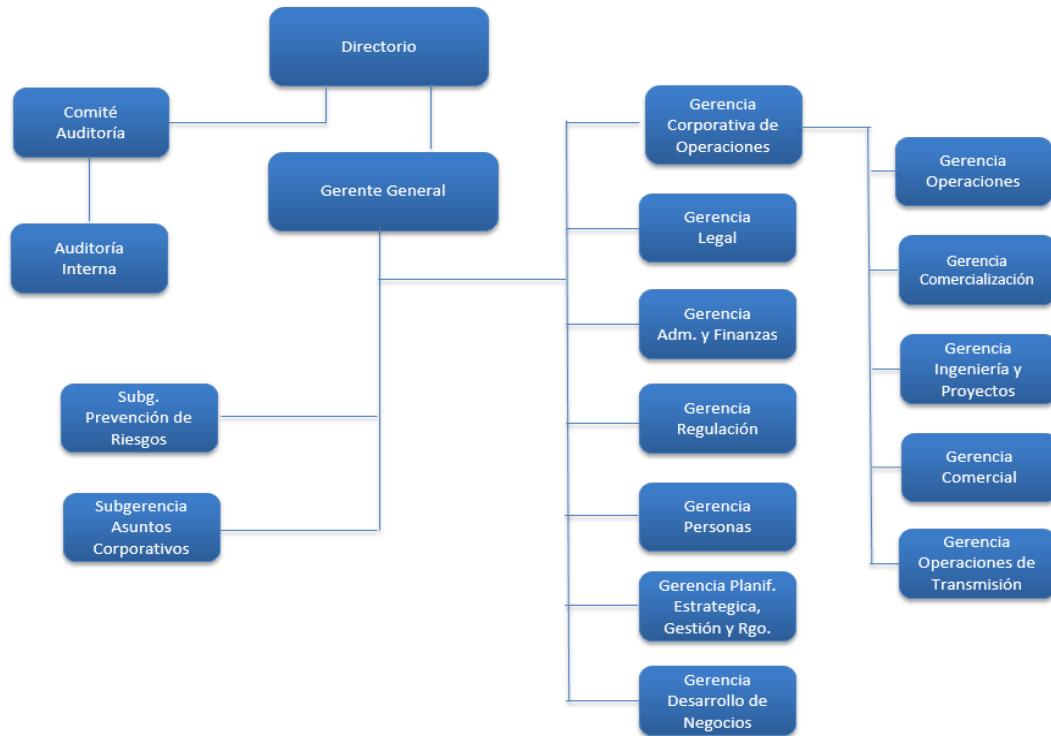
Nombre	RUT	Profesión	Cargo	Fecha último nombramiento	Fecha Cesación
María Morsillo	Extranjera	Ingeniero Bachiller en Ciencias	Director titular	27-04-2015	08-07-2015
Juzar Pirbhai	Extranjero	Bachiller en Letras con mención en Economía	Director titular	30-04-2014	06-08-2014
Stacey Purcell	Extranjera	Ingeniero Comercial	Director titular	30-04-2013	09-04-2014
Kevin Roseke	Extranjero	Licenciatura en Comercio	Director titular	30-04-2013	09-04-2014

Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01 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 01 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 01 de septiembre de 2009
Gerente Ingeniería y Proyectos	Hugo Briones Fernández / Ingeniero Civil Eléctrico Rut 7.810.810-K / Fecha nombramiento 01 de enero de 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 de 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

Gerente de Operaciones de Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico Rut 11.364.868-6 / Fecha de nombramiento 01 de noviembre de 2015
Gerente de Operaciones	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico Rut 14.556.330-5 / Fecha de nombramiento 23 de marzo de 2015
Subgerente Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ing. en Prevención de Riesgos Rut 12.540.271-2 / Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor Rut 7.759.917-7 / Fecha nombramiento 01 de enero de 2009
Subgerente Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista Rut 8.750.218-K / Fecha nombramiento 01 de julio de 2012
Subgerente Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista Rut 11.694.983-0 / Fecha de nombramiento 01 de septiembre 2009

Estructura Organizativa



Marcha de la Empresa

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

EXCELENCIA OPERACIONAL

El año 2015 fue un período de continuo crecimiento para el Grupo Saesa. Las ventas de energía a nuestros clientes aumentaron en un 3,3% respecto al año anterior, bastante superior al SIC (Sistema Interconectado Central), el cual creció un 1,2%. Ello se explica en parte por el crecimiento de la demanda de nuestros clientes residenciales e industriales, superiores en 2,8% y 3,7% respectivamente, y por la reducción en las pérdidas de energía.

Por otro lado, durante 2015 se concretó un proceso de expansión importante hacia el centro y norte del país, a través de la participación en la construcción y operación de proyectos troncales. A fines de ese año, específicamente en el mes de noviembre, se energizó el primer circuito de la línea de transmisión Diego de Almagro - Cardones correspondiente a la primera Etapa del proyecto, obra que se gestó en conjunto con Chilquinta a través del Consorcio Eletrans y que definitivamente sitúa al Grupo Saesa como un actor relevante para el desarrollo energético del país.

El compromiso de empresa socialmente responsable está presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones, comercial, entre otros.

VINCULACIÓN CON LA COMUNIDAD

Porque nuestra visión es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, estamos convencidos de que nuestro principal compromiso está en mantener la calidad y continuidad del suministro eléctrico. Más allá de aquello, se han creado y fortalecido diversos programas de vinculación con la comunidad y acción social, entre los cuales destacan:

Programa Somos Vecinos; Su esencia es atender inquietudes, trabajar conjuntamente en soluciones y entregar información de interés para los vecinos. Se ha convertido en un espacio de reunión y diálogo con la comunidad lo que ha permitido lograr mayor cercanía.

Programa de Conexión de Sedes Sociales; logró conectar, desde sus inicios en 2013 un total de 40 sedes, beneficiando a más de 2.000 familias; todas de sectores rurales y vulnerables.

Campaña "A la Escuela con Energía"; En su 6^{to} año de implementación llegó con útiles escolares y equipamiento audiovisual a 70 escuelas desde Bulnes a Aysén.

Programa de Liceos Eléctricos; Benefició en 2015 a más de 300 alumnos, pertenecientes a 7 establecimientos de Monte Águila, Temuco, Paillaco, Osorno, Puerto Montt, Castro y Coyhaique.

MEDIOAMBIENTE

El programa de recolección de pilas en desuso desarrollado en conjunto con las Seremi de Medioambiente de la región de La Araucanía y Los Ríos, logró recolectar y efectuar disposición final de desechos tóxicos de 1,5 toneladas.

El compromiso por una adecuada disposición final de desechos que pueden afectar el entorno, hizo trasladar 190 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 2015, se reforestaron 19 hectáreas y fueron replantadas más de 40 hectáreas de bosques.

NUESTRAS PERSONAS

Las acciones de la Gerencia de Personas están orientadas a mantener equipos motivados y con las competencias necesarias para el cumplimiento de los desafíos de la Compañía. En este sentido, se potencia el desarrollo personal, profesional y familiar de los trabajadores.

Durante el año 2015 se desarrollaron 92.493 horas del Plan de Capacitación Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores donde participaron alrededor de 1.900 trabajadores, tanto de empresa como de contratistas.

Para cubrir la necesidad de reclutamiento y formación de personal operativo en el área eléctrica del Grupo Saesa y para que ésta sea sostenible en el tiempo, se da inicio al proyecto “Diseño e Implementación Escuela de Formación de Linieros”, que consiste en reclutar personal que desempeñe las labores de Ayudantes de Linieros de Obras y Mantenimiento, Linieros de Obras y Mantenimiento, y Linieros de Operaciones.

El 2015 se terminó con el primer Programa de Desarrollo de Proveedores cuyo objetivo era apoyar proyectos que busquen mejorar la calidad y productividad de los proveedores y contratistas, especialmente aquellos más estratégicos. A su vez, se da inicio a un segundo programa enfocado principalmente a empresas de obras y mantenimiento.

Conocer el nivel de satisfacción de los trabajadores es importante para la Empresa, es por ello que año tras año se realiza la encuesta de clima organizacional que el 2015 entregó un resultado de un 80% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro de la Empresa se ve reflejado en lugar 31 del Ranking “Great Place To Work”, que reconoce a las mejores empresas para trabajar en Chile.

Mantener un buen clima organizacional y un equilibrio entre la vida laboral y personal es un desafío permanente para el Grupo Saesa. Es por ello que a través del programa “Saesa Activo” se desarrollan actividades que potencian este objetivo, entre los que destacan: “Nuestros hijos nos visitan”, celebraciones de días especiales, navidad de los niños y masajes en el lugar de trabajo.

Respondiendo a una demanda de los mismos trabajadores por ayudar a los demás, nació el Voluntariado Corporativo, donde se canaliza el espíritu solidario que se vive al interior del Grupo Saesa. Durante el año 2015 la empresa apoyó en el desarrollo de 8 proyectos destinados a contribuir al bienestar de la comunidad.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El Grupo Saesa en su permanente compromiso con la vida y el cuidado de las personas, ha impulsado iniciativas durante 2015 que refuerzan los desafíos propuestos en nuestra Planificación Estratégica. Entre las actividades más importantes de este año, podemos mencionar las charlas motivacionales y de sensibilización dictadas por ex – trabajadores.

A su vez, se fortalecieron las capacitaciones en lugares tan distantes como el proyecto de las 11 islas del archipiélago de Chiloé. Es así como se levantaron las competencias en distantes zonas de operación (información relevante para el diseño de nuevos programas de entrenamiento) lo que permitió lograr mayor orientación y focalización en sus reales necesidades.

Por otra parte, se diseñaron actividades más lúdicas para comprometer esta cultura de seguridad que la compañía está llevando adelante con tesón y compromiso. En ese sentido, se desarrolló una obra de teatro que permitió convocar a personal de terreno y administrativo de las distintas zonas, incluyendo a nuestros colaboradores de las empresas contratistas. Dicha actividad se definió como un éxito rotundo en asistencia y también en la aceptación de esta nueva forma de cuidar a las personas, involucrando en este cambio cultural al grupo familiar de cada uno de los trabajadores.

En términos de resultados, este 2015 ha sido un buen año. Se han reducido los indicadores de frecuencia y gravedad en un 29% y 22% respectivamente, logrando con esto los resultados más bajos de la historia del grupo Saesa, lo que nos motiva como compañía a desafiar mayores objetivos para el futuro, fortaleciendo nuestro compromiso con la seguridad de nuestros trabajadores. Queremos que el concepto de la seguridad más allá de ser una prioridad, se transforme en un Valor que trascienda al paso del tiempo, perseverare en nuestro actuar y se incorpore en nuestra forma de vida, fortaleciendo uno de los principales pilares estratégicos de esta gran compañía.

GRANDES OBRAS

La calidad de servicio, el desarrollo de la matriz energética a través de nuevas redes para evacuación de centrales, y la edificación y puesta en marcha de proyectos de transmisión han dado paso a la construcción de obras significativas durante 2015.

Proyecto Aumento de Potencia 66/23kV, Subestación Pichirropulli

En el mes de marzo del 2015, se puso en servicio el Transformador de poder de 10 MVA de la S/E Pichirropulli con CTBC (Cambiador de Tomas Bajo Carga) que reemplazó un transformador de 5 MVA de la S/E Pichirropulli, cuya inversión para la compañía fue de MM \$410 y a un plazo de construcción de 7 meses.

Proyectos de Línea y subestación Pichil:

Ubicado en el sector de Pichil, comuna de Puerto Octay en la región de los Lagos. Este proyecto nace con la finalidad de absorber las necesidades de crecimiento industrial en la zona, con un coste de inversión MM \$3.900.

Tras 8 meses de construcción, en el mes de septiembre se energizó la nueva S/E Pichil 66/23KV-16 MVA y la línea de Alta Tensión Barro Blanco-Pichil 66kV, de simple circuito de 19,7 Km de longitud con más de 90 estructuras instaladas, desde el paño B1 de la subestación Barro Blanco hasta la nueva S/E.

Proyecto de Línea Tx 110 kV Correntoso - Copihue

Este proyecto consistió en la construcción de 7 km de longitud de línea de alta tensión en 110 kV en circuito simple entre localidad de Pulelfu y Las Parras, comuna de Puyehue en la región de los Lagos. La construcción duró 9 meses con una inversión de MM\$ 1.793.

Proyecto Aumento de Potencia 66/23kV subestación Panguipulli

Consistió en la instalación de un nuevo Transformador 66/23kV 16MVA, la normalización de 2 paños de transformación 66 kV, la habilitación 1 paño de transformación en 23kV, la ampliación y seccionamiento de Barra 23kV, además de la habilitación de un nuevo paño de línea 23kV para el cliente Luisiana Pacific de la zona.

Se encuentra ubicado en la comuna Panguipulli en la región de los Ríos y la inversión para la compañía fue de MM\$ 1.030, a un plazo de construcción de 9 meses.

Proyectos de Línea Diego de Almagro – Cardones

En el mes de noviembre, se energiza el primer circuito de la línea de transmisión Diego de Almagro – Cardones correspondiente a la primera etapa del proyecto. Las obras consistieron en la construcción del doble circuito 2x220 kV, con un total de 419 estructuras metálicas y una extensión de 155 kilómetros, un paño en la S/E Cardones y un paño en la S/E Diego de Almagro, ambas propiedad de Eletrans. La duración de estos trabajos fue de 23 meses.

Proyecto paño JT4 en S/E Valdivia 220kV

Este proyecto, ubicado en la comuna de Valdivia región de Los Ríos, consistió en la construcción de un paño 220 kV y la conexión del Transformador T4 a este nuevo paño. Adicionalmente, la normalización del paño JT1 tuvo una duración de 5 meses, con puesta en servicio el 20 de diciembre de 2015 y un costo aproximado de inversión de MM\$ 1.100.

Proyecto S/E Nahuelbuta

Emplazado en la comuna de Renaico, puerta de entrada a la región de La Araucanía, este proyecto consistió en la conexión en Tap Off de la Línea 66kV Los Ángeles - Angol; la construcción de un paño de transformación en 66 y 13,2 kV una Barra MT, la instalación de un Transformador 66/13,2 kV - 16 MVA además de la construcción de dos paños en 13,2 kV. La duración de esta obra fue de 11 meses con una inversión de MM\$ 1.900.

Proyecto Ampliación del Parque Eólico Alto Baguales

Consistió en la ampliación a 1,8 MW la capacidad instalada del sistema mediano de Aysén, instalando dos aerogeneradores Enercon E-44 de 900 kW de 55 metros de altura cada torre y con un diámetro de 44 metros de aspas, más la instalación de 7.000 metros de conductor de media tensión para la transmisión de la energía generada. La duración de estas obras fue de 9 meses, con una inversión de MM\$ 2.700.

Este proyecto se encuentra ubicado a siete kilómetros de la ciudad de Coyhaique.

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.

Electrificación 11 Islas:

Durante el año 2015, y dentro del emblemático proyecto de electrificación de las “11 islas”, se finalizaron las obras correspondientes a 9 proyectos que se encuentran con servicio activo y entregando suministro a un total de 1.499 nuevos clientes.

GESTION COMERCIAL

En 2015 se inicia un proceso de cambio con foco en el cliente. Se realizó un taller para obtener un diagnóstico de las capacidades comerciales del Grupo Saesa del cual se desprenden nuevos enfoques, brechas y actividades que fortalecieron la Planificación Estratégica.

Se inicia el proyecto de Experiencia de Clientes a través de un diagnóstico y asesoramiento de la empresa líder en el país en este ámbito. Se levantaron, midieron y difundieron los 3 principales procesos o viajes que más impactan a nuestros clientes: corte programado, el ciclo comercial y conexión de grandes clientes, con lo que se inicia un proceso de cambio cultural de foco en el cliente. Se definió una metodología, un plan de trabajo e indicadores que nos permitirán gestionar la Experiencia de Clientes en los procesos principales.

Se modernizaron las plataformas de atención de oficinas y del call center. Se implementó sistema de fila electrónica en el 95% de las oficinas, teniendo en 12 de ellas la medición del tiempo de espera. Se implementó el discador de llamadas salida, tanto para la gestión de cobranza como para la realización de encuestas, mejorando la productividad de los agentes telefónicos. Esto se ejecutó en paralelo con un plan de mejora de la contactabilidad de los clientes.

En el ciclo comercial se comenzó a registrar y medir el proceso de reparto de boletas y los principales requerimientos comerciales (en cuanto a cantidad e ingresos asociados), logrando un impacto significativo en el nivel de servicio que entregamos a nuestros clientes.

Se logró la adjudicación de los primeros contratos de las licitaciones para el recambio masivo de luminarias, que son parte de la Agenda Energética del Gobierno. De cuatro proyectos adjudicados en el año en nuestra zona de concesión, se han logrado tres. Las comunas adjudicadas fueron Cabrero, Mulchén y Ancud, con proyectos que se concluirán en 2016. La suma de estos proyectos contempla sustituir más de 8.000 luminarias con tecnología LED.

A nivel de grandes clientes, se implementó un sistema integral de mantenimiento, que nos permitió asegurar la calidad de los clientes con grupos de respaldo, representado por 65 grupos instalados con una capacidad de 46 MW y asociados a 28 clientes. El plan consiste en la implementación de 4 brigadas de inspecciones preventivas, revisiones periódicas de mantenimiento preventivo y la renovación tableros de transferencia automática de algunos clientes.

Durante este año se dio inicio a los procesos de reliquidación que se encontraban pendientes de aplicación, con lo cual se tuvieron que implementar distintas iniciativas desde el punto de vista comunicacional y de los proceso

comerciales asociados, con la finalidad de mitigar los alcances que esta situación tuvo sobre los clientes del Grupo Saesa.

Las ventas de retail crecieron un 30% en ventas explicado por un acertado plan transferencia de actividades operativas zonales, profesionalización de la fuerza de ventas, capacitación, nuevo esquema de incentivos y extensión del horario de atención a clientes de las 29 oficinas con centros de ventas. Además se dio un impulso a la innovación a través de un workshop en el que se pudieron levantar oportunidades de nuevos servicios para nuestros clientes residenciales. La comercialización del “seguro hogar” tuvo un crecimiento del 27% en las ventas, además logró consolidarse como un proceso estable principalmente por el desarrollo del modelo control de calidad de la venta.

PMGD

La conexión de la Central Hidroeléctrica Las Flores en la región de Los Ríos dio el puntapié inicial al período 2015, el que contó con un total de 10 nuevas centrales de energía renovable inyectadas en el sistema de distribución del Grupo Saesa.

Los proyectos que formaron parte de este período son:

Ampliación Orafti: Planta de inulina y oligofuctrosa, ubicada en la región del Bío Bío se conectó sin obras adicionales en el alimentador Cabrero Bulnes.

Proyecto Bío Bío Negrete: Implicó la construcción de 3 pequeñas centrales hidroeléctricas de paso, convirtiéndose en un proyecto integral y eficiente, utilizando el mismo alimentador para su evacuación.

Parque Eólico Raki: Para este proyecto se construyeron 23 kilómetros de un doble circuito en 185 mm² que permiten la evacuación del Parque Raki de (9 MW) y el Parque Huajache (6 MW), ubicados en la región del Bío Bío.

El Mirador: Proyecto emplazado en Alto Bío Bío, de 3 MW de potencia instalada.

Parque Eólico Huajache: Este proyecto está ubicado junto al Parque Eólico Raki y en su conjunto suman 15 MW de energía renovable, convirtiéndose en el Proyecto Eólico más grande conectado en nuestro sistema de distribución.

PCH Mulchén: Para la conexión de esta Central se construyeron cerca de 20 kilómetros de línea de media tensión en 23 kV en 120 mm², que permite la evacuación de los 3 MW instalados.

Central Panguipulli: La última conexión del año y que cerró el período 2015 fue esta Central de 0,3 MW instalados que se conectaron al alimentador Panguipulli Pullinque en 23 kV y que junto a la Central Reca abastecen de energía renovable a una de las tantas comunas turísticas situadas en la zona de concesión en que participa el Grupo SAESA.

Gracias al compromiso de todos los equipos de Concepción, Temuco, Valdivia, Osorno y Puerto Montt sumando a todos los que participan en las distintas etapas de gestión, coordinación y desarrollo es que el Grupo Saesa ha dado solución a los requerimientos de sus clientes con pasión y profesionalismo, aportando al desarrollo de nuevos negocios de generación y contribuyendo a incorporar energía limpia y sustentable al sistema eléctrico del país.

Línea de Tiempo

1994:	Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, nace como empresa de transmisión eléctrica de propiedad de Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, y de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., Transelec, con un 60% y 40% respectivamente. STS inicia sus operaciones con la adquisición a la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, de las instalaciones de transmisión secundaria existentes entre Valdivia y Puerto Montt, en la X región.
1996:	Saesa y su filial Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel, compran a Transelec el 39,9% y el 0,1% de la participación en STS, respectivamente. De esta forma quedan como únicos accionistas, con 99,9% y 0,1% de participación, respectivamente.
1999	STS adquiere instalaciones de transmisión a Saesa y Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de MM \$3.647, aumentando significativamente su presencia en la X región hacia Chiloé y en la provincia de Osorno.
2000:	STS adecua las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV.
2001:	STS con su posición de liderazgo en la transmisión de electricidad en el sur de Chile consolidada, desarrolla adicionalmente y en forma exitosa su giro de comercialización de energía eléctrica.
2002:	STS incrementa en forma significativa el nivel de comercialización de energía eléctrica.
2003:	A partir de la división de STS, con fecha 25 de junio se creó la Sociedad Generadora Austral S.A., SGA, destinada a desarrollar el negocio de comercialización de energía eléctrica, que hasta la fecha realizaba STS.
2004:	<p>En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.</p> <p>Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes.</p> <p>Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.</p> <p>Por otro lado, STS fue inscrita en la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 21 de diciembre, bajo el número 862.</p>

2005:	<p>A principios de marzo y de acuerdo con la implementación del Plan Rumbo al Sur, se reestructuró internamente el organigrama de la empresa, creándose nuevas gerencias, lo que permitió abordar con éxito los desafíos del año 2005.</p> <p>En octubre, STS y sus relacionadas, Saesa, STS y Luz Osorno anunciaron una inversión de 24 millones de dólares para los años 2005 y 2006, destinados a mejorar la capacidad y ampliar las redes, mejoramiento de infraestructura, redes de abastecimiento y tecnología, todo en beneficio del nivel de servicio a los clientes.</p>
2006:	<p>STS apoya a Saesa y sus filiales en el cumplimiento de su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio, alcanzando las empresas distribuidoras los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.</p>
2007:	<p>En agosto Francisco Mualim Tietz asume como Gerente General.</p> <p>STS continúa apoyando a Saesa y filiales en el cumplimiento de los objetivos fijados para la calidad de servicio por el organismo regulador.</p>
2008:	<p>El 24 de julio el consorcio integrado en partes iguales por los fondos de inversión Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Fund, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.</p>
2009:	<p>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 MM \$13.244.</p>
2010:	<p>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.</p> <p>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.</p>
2011:	<p>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).</p>
2013:	<p>En el mes de diciembre entró en servicio el denominado proyecto Chiloé que completó la ampliación de las instalaciones de 110 a 220 kV y aumento de la capacidad de suministro hacia la Isla Chiloé de 55 a 110 MVA.</p>
2014:	<p>Durante el año se han realizado inversiones por MM \$16.604.</p>

2015	<p>En marzo 2015, se constituye la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A."STC" en conjunto con Eléctrica Puntilla, con una participación de (50,1%) y (49,9%) respectivamente. Su objetivo, 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". Puesta en servicio: 2017</p> <p>En el mes de Octubre, se constituyó la Sociedad "SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A" o SATT. Esta sociedad pertenece en un 99,9% a SAESA y en un 0,1% a STS y será la encargada de desarrollar y explotar el proyecto troncal S/E Crucero - Encuentro, que le fuera adjudicado a SAESA.</p>
-------------	--

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: 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 (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelayen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- 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.

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

Transmisión Adicional	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios.
-----------------------	---

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

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.

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*

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*

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

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

c) *Otros Servicios Asociados a la Distribución*

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público (“SSAA”), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por

este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

Actividades de la Sociedad

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

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

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

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., “STC”, cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros.

Durante el año 2015, STS realizó inversiones por MM\$15.319, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

STS representa un 17,6% 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.

Proveedores y Clientes principales

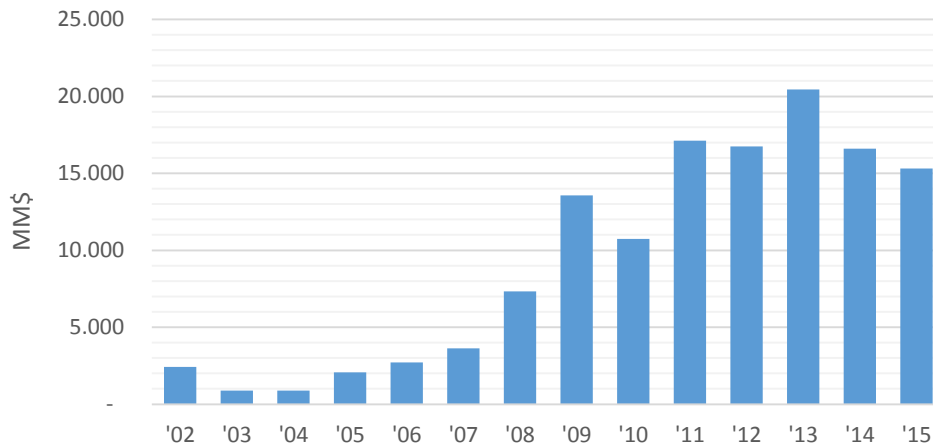
En Edelayesen, empresa, principalmente generadora, COPEC, constituye el 79% de la compra de petróleo.

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

Inversiones

STS realiza un plan quinquenal de inversiones. El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Saesa y sus filiales para el próximo período bordea los MM\$ 41.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2015 fue de aproximadamente MM\$ 15.500.



Propiedades e Instalaciones

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

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
STS	Subestación Melipulli	Puerto Montt	240 MVA
	Subestación Osorno	Osorno	70,2 MVA
	Subestación Valdivia	Valdivia	60 MVA
	Subestación Picarte	Valdivia	60 MVA
	Subestación Cholguán	Cholguán	50 MVA
	Subestación La Unión	La Unión	42 MVA
	Subestación Degan	Cruce Dalcahue, Chiloé	40 MVA
	Subestación Barro Blanco	Osorno	30 MVA
	Subestación Los Lagos	Los Lagos	16 MW
	Otras Subestaciones	Distintas localidades entre las Provincias de Ñuble y Chiloé	606 MVA

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 requieran.

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 rige 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.

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 para generación de energía regulados, que también son fijados cada cuatro años, reflejando en este caso los costos medios de generación en esa zona. En 2015 se publicaron las nuevas tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6% aproximadamente, equivalente a M\$421.295 al año (se utilizó como base el 2015 comparando tarifa nueva con anterior).

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.

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 elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron 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 envió 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. Según lo indicado en la Nota N° 3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015.

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 de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

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 cinco 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 las últimas licitaciones de suministro realizados durante el año 2014 y 2015, estos son, la Licitación de Suministro SIC 2013/03 segundo llamado y la Licitación de Suministro 2015/02, respectivamente.

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 y el próximo término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.085, el 2015 es el primer año en que los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE. Así, durante el primer trimestre de 2015, la CNE solicitó a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, ella emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó los siguientes 2 procesos de Licitación:

Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizará en mayo 2016.

Proceso 2015/02 (Enero 2017 - Diciembre 2036), cuya adjudicación se realizó en octubre 2015, por el 100% de la energía licitada.

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.

Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios y del cuales a la fecha aún no todos han sido publicados. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño mínimo para la prestación de los servicios tarifados y no necesariamente ajustado a lo existente.

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

Riesgos de Mercado

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

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

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

Gestión Financiera

Utilidad Líquida Distribuible

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

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

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2014 asciende a M\$15.130.880.

Dividendos

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

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N° 21	23/06/10	213,0	2009
Final N° 22	30/05/11	274,3	2010
Final N° 23	26/06/12	667,4	2011
Adicional N° 24	26/06/12	92,6	2010

Distribución de Utilidades

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

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015 ascendía a M\$13.694.783 distribuido en 243.021.817.353 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la propuesta de no distribuir utilidades, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2015 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	13.694.783
Ganancias (pérdidas) acumuladas	93.610.218
Otras reservas	614.105
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	107.919.106

Directorio

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

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

MM\$	Año 2015	Año 2014
Jorge Lesser G.	115	-
Iván Díaz M.	115	-
Total	230	-

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2015 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2016.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

	Año 2015	Año 2014
Jorge Lesser G.	1.371	1.434
Iván Díaz M.	1.371	1.434
Total	2.742	2.868

En 2015 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

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

Ejecutivos principales

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo compone un Ejecutivo.

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

MM\$	Año 2015	Año 2014
Remuneraciones Fijas	49	69
Incentivos variables	18	28
Totales	67	97

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

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

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	STS
Gerentes y ejecutivos principales	1
Profesionales y técnicos	61
Administrativos y electricistas	8
Total	70

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

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

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se 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 posee pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. La principales coberturas contratadas son de responsabilidad civil para las operaciones y daños físicos, perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. La vigencia de los seguros en general es de 12 meses.

Hechos Relevantes

Durante el año 2015, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

En sesión de Directorio celebrada con fecha 11 de marzo, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A designó como miembro del Directorio al señor Dale Burgess.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de abril, se acordó citar a Junta Ordinaria de Accionistas para el día 27 de abril de 2015 y proponer el pago de un dividendo final de \$ 125,7315129 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, y el pago de un dividendo provisorio de \$ 26,16367705 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 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, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

Con fecha 6 de mayo, se procedió a elegir como Presidente de la Sociedad y del Directorio al señor Iván Díaz-Molina, y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

En sesión de Directorio celebrada con fecha 8 de julio, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora María Morsillo. El Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, a la señora Stacey Purcell, quién ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Declaración de Responsabilidad

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



Iván Díaz - Molina / 14.655.033-9
Presidente



Stacey Purcell / Extranjera
Director Titular



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3
Vicepresidente



Ben Hawkins / Extranjero
Director Titular



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
Director Titular



Christopher Powell / Extranjero
Director Titular



Waldo Fortín Cabezas / 4.556.889-K
Director Titular



Dale Burgess / Extranjero
Director Titular

Estados Resumidos

Sistema de Transmisión del Sur S.A. - STS

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	11.416.170	8.512.843
Activos No Corrientes	182.527.739	151.239.976
Total Activos	193.943.909	159.752.819

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	56.9333.939	50.771.519
Pasivos No Corrientes	22.171.728	87.866.231
Total Pasivos	79.105.667	71.886.588
Total Patrimonio Neto	114.838.242	87.866.231
Total Patrimonio Neto y Pasivos	114.838.242	159.752.819

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Margen Bruto	29.169.268	27.397.527
Ganancia Antes de Impuesto	19.030.871	18.342.022
Impuesto a las Ganancias	(3.899.991)	(3.257.808)
Ganancia	15.130.880	15.084.219

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	26.910.272	25.899.143
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(27.000.530)	(19.080.589)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	83.949	(10.122.849)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(915)	(4.010)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(7.224)	(3.308.312)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	81.007	3.389.312
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	73.783	81.007

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	87.866.231	74.798.642
Cambios en Patrimonio	26.972.011	13.067.589
Saldo Final Período Actual	114.838.242	87.866.231

Filial de STS:

Sistema de Transmisión del Centro S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 11.090.769

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50,10 % (Indirecta)

Con fecha 4 de marzo de 2015, Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., “STC”, cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros. La participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. en la Sociedad es de un 50,1% y de Eléctrica Puntilla S.A. es de un 49,9%. Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio (2017).

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2015)

	31-dic-15
M\$	
ACTIVOS	
Activos Corrientes	1.241.647
Activos No Corrientes	22.608.947
Total Activos	23.850.594

	31-dic-15
M\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	12.002.828
Pasivos No Corrientes	3.606
Total Pasivos	12.006.434
Total Patrimonio Neto	11.844.160
Total Patrimonio Neto y Pasivos	23.850.594

Estados de Resultados Integrales por Función (Al 31 de diciembre 2015)

	31-dic-15
M\$	
Margen Bruto	-
Pérdida Antes de Impuesto	(69.873)
Impuesto a las Ganancias	14.355
Ganancia	(55.518)

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2015)

	31-dic-15
M\$	
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(82.792)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(9.121.521)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	9.272.551
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	68.238
Efectivo y equivalente al efectivo al final del período	68.238

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2015)

	31-dic-15
M\$	
Saldo Inicial Reexpresado	11.090.769
Cambios en Patrimonio	753.391
Saldo Final Período Actual	11.844.160

Estados Financieros

**Estados Financieros Consolidados
correspondientes a los años terminados al
31 de diciembre de 2015 y 2014**

**SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y
FILIAL**

En miles de pesos - M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Rosario Norte 407
Las Condes, Santiago
Chile
Fono: (56) 227 297 000
Fax: (56) 223 749 177
deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sistema de Transmisión del Sur S.A. y filial, que comprenden los estados de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en 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 nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad 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 consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero no con 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 Sistema de Transmisión del Sur S.A. y filial al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas 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 2014 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 N°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.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 2.

Deloitte.

Marzo 30, 2016
Concepción, Chile



René González L.
12.380.681-6

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre 2015 y 2014
 (En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	4	73.783	81.007
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	5	5.488.761	7.069.559
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas Corriente	6	71.175	58.609
Inventarios Corrientes	7	1.473.274	1.018.005
Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	8	3.950.748	54.244
Otros Activos no Financieros, Corrientes		358.429	231.419
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.		11.416.170	8.512.843
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		11.416.170	8.512.843
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros Activos Financieros, No Corriente	9	2.381.368	5.479.871
Otros Activos No Financieros, No Corriente		59.430	59.429
Cuentas comerciales por cobrar o otras cuentas por cobrar no corrientes	5	251.959	482.777
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación		710	-
Activos Intangibles distintos de la Plusvalía, Neto	10	21.217.881	2.261.488
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	11	154.793.185	139.085.990
Activos por Impuestos Diferidos	12	3.823.206	3.870.421
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		182.527.739	151.239.976
TOTAL ACTIVOS		193.943.909	159.752.819

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre 2015 y 2014
 (En miles de pesos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros Pasivos Financieros, Corriente	13	1.120.171	-
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	15	5.471.622	3.561.189
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	6	49.067.024	45.762.517
Otras provisiones	16	32.904	31.618
Pasivos por Impuestos corrientes	8	12.713	115.251
Otros pasivos no financieros corrientes	17	644.560	778.927
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	584.945	522.017
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		56.933.939	50.771.519
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		56.933.939	50.771.519
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos Diferidos	12	10.133.607	8.773.544
Otros pasivos no financieros no corrientes	17	11.427.771	11.849.500
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	16	610.350	492.025
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		22.171.728	21.115.069
PATRIMONIO			
Capital Emitido	18	13.694.783	13.694.783
Ganancias acumuladas	18	89.062.643	73.926.369
Otras Reservas	18	614.105	245.079
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		103.371.531	87.866.231
Participaciones No Controladoras	18	11.466.711	-
TOTAL PATRIMONIO		114.838.242	87.866.231
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		193.943.909	159.752.819

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales			01/01/2015 al	01/01/2014 al
Ganancia	Nota		31/12/2015	31/12/2014
			M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	19		26.753.767	26.167.971
Otros ingresos	19		2.880.745	1.529.040
Materias primas y consumibles utilizados	20		(465.244)	(299.484)
Gastos por beneficios a los empleados	21		(1.653.760)	(1.502.368)
Gasto por depreciación y amortización	22		(3.556.452)	(3.474.778)
Otros gastos, por naturaleza	23		(5.348.975)	(3.905.628)
Otras ganancias (pérdidas)			2.364	20.972
Ingresos financieros	24		1.297.441	821.558
Costos financieros	24		(1.175.605)	(1.534.555)
Diferencias de cambio	24		7.929	(4.012)
Resultados por unidades de reajuste	24		288.661	523.306
Ganancia, antes de impuestos			19.030.871	18.342.022
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	12		(3.899.991)	(3.257.803)
Ganancia procedente de operaciones continuadas			15.130.880	15.084.219
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia			15.130.880	15.084.219
Ganancia, atribuible a				
Propietarios de la controladora			15.158.583	15.084.219
Participaciones no controladoras	19		(27.703)	-
Ganancia			15.130.880	15.084.219

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos - M\$)

Estados de Otros Resultado Integral	NOTA	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Ganancia (Pérdida)		15.130.880	15.084.219
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	16	(49.645)	(65.107)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(49.645)	(65.107)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		1.660.242	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		1.660.242	-
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		(1.120.170)	-
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(1.120.170)	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	12	13.404	17.579
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		13.404	17.579
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	12	268.841	-
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		268.841	-
Otro Resultado Integral		772.672	(47.528)
Resultado Integral Total		15.903.552	15.036.691
Resultado integral atribuible a			
Propietarios de la Controladora		15.527.609	15.036.691
Participaciones No Controladoras		375.943	-
Resultado Integral Total		15.903.552	15.036.691

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (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 (pérdidas) acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2014	13.694.783	-	-	-	-	-	(55.794)	300.873	245.079	73.926.369	87.866.231	-	87.866.231	
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	13.694.783	-	-	-	-	-	(55.794)	300.873	245.079	73.926.369	87.866.231	-	87.866.231	
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.158.583	15.158.583	(27.703)	15.130.880	
Otro resultado integral	-	-	-	-	831.783	(426.516)	(36.241)	-	369.026	-	369.026	403.646	772.672	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.527.609	375.943	15.903.552	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.309)	(22.309)	-	(22.309)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.090.768	11.090.768	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	831.783	(426.516)	(36.241)	-	369.026	15.136.274	15.505.300	11.466.711	26.972.011	
Saldo Final al 31/12/2015	13.694.783	-	-	-	831.783	(426.516)	(92.035)	300.873	614.105	89.062.643	103.371.531	11.466.711	114.838.242	

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\$	Reservas por diferencias de cambio por conversión M\$	Reservas de coberturas de flujo de caja M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$					
Saldo Inicial al 01/01/2013	13.694.783	-	-	-	-	-	(8.266)	300.873	292.607	60.811.252	74.798.642	-	74.798.642	
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Saldo Inicial Reexpresado	13.694.783	-	-	-	-	-	(8.266)	300.873	292.607	60.811.252	74.798.642	-	74.798.642	
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.084.219	15.084.219	-	15.084.219	
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(47.528)	-	(47.528)	-	(47.528)	-	(47.528)	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.036.691	-	15.036.691	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(712.087)	(712.087)	-	(712.087)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.257.015)	(1.257.015)	-	(1.257.015)	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(47.528)	-	(47.528)	13.115.117	13.067.589	-	13.067.589	
Saldo Final al 31/12/2014	13.694.783	-	-	-	-	-	(55.794)	300.873	245.079	73.926.369	87.866.231	-	87.866.231	

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo método directo	NOTA	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		37.914.388	44.062.558
Otros pagos por actividades de operación		11	-
Clases de pagos		(7.792.684)	(14.334.271)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(5.742.231)	(11.797.304)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.050.453)	(2.398.499)
Otros pagos por actividades de operación		-	(138.468)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(3.211.432)	(3.829.144)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		26.910.272	25.899.143
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(707)	-
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(27.105.569)	(19.134.462)
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		105.746	53.873
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(27.000.530)	(19.080.589)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		12.521.213	7.478.000
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(10.652.039)	(14.935.027)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(1.785.225)	(2.665.822)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		83.949	(10.122.849)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(6.309)	(3.304.295)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(915)	(4.010)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(915)	(4.010)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(7.224)	(3.308.305)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		81.007	3.389.312
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	73.783	81.007

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2.	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas.....	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	16
2.4	Período cubierto.....	17
2.5	Bases de preparación.....	17
2.6	Principios de consolidación y combinación de negocios.....	18
2.7	Moneda funcional.....	19
2.8	Bases de conversión.....	19
2.9	Compensación de saldos y transacciones.....	20
2.10	Propiedades, planta y equipo.....	20
2.11	Activos intangibles.....	21
2.11.1	Servidumbres.....	21
2.11.2	Programas informáticos.....	21
2.11.3	Costos de investigación y desarrollo.....	21
2.11.4	Deterioro de los activos.....	21
2.12	Instrumentos financieros.....	22
2.12.1	Activos Financieros no derivados.....	22
2.12.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	23
2.12.3	Pasivos financieros no derivados.....	23
2.12.4	Derivados y operaciones de cobertura.....	23
2.12.5	Instrumentos de patrimonio.....	24
2.13	Inventarios.....	24
2.14	Participación en asociadas contabilizados por el método de la participación.....	24
2.15	Otros pasivos no financieros.....	25
2.15.1	Ingresos diferidos.....	25
2.15.2	Obras en construcción para terceros.....	25
2.16	Provisiones.....	25
2.17	Beneficios a los empleados.....	25
2.18	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	26
2.19	Impuesto a las ganancias.....	26
2.20	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	27
2.21	Dividendos.....	27
2.22	Estado de flujos de efectivo.....	28
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	29
3.1	Generación eléctrica.....	29
3.2	Transmisión y subtransmisión.....	30
3.3	Marco regulatorio.....	31
3.3.1	Aspectos generales.....	31
3.3.2	Ley Corta I.....	31
3.3.3	Ley Corta II.....	31
3.3.4	Ley ERNC.....	31
3.3.5	Ley que crea el Ministerio de Energía.....	31
3.3.6	Ley Net Metering.....	31
3.3.7	Ley de Concesiones.....	32
3.3.8	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	32
3.3.9	Modificación al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.....	32
3.3.10	Modificación Estructura Ministerio de Energía.....	32
3.3.11	Otras modificaciones en curso.....	32
3.3.12	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	33
4.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	35
5.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes.....	36
6.	SalDOS y Transacciones con Partes Relacionadas.....	39
7.	Inventarios.....	42

8.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	43
9.	Otros Activos Financieros no Corrientes	43
10.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	44
11.	Propiedades, planta y equipos	45
12.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	47
12.1	Impuesto a la renta	47
12.2	Impuestos diferidos	48
13.	Otros Pasivos Financieros	49
14.	Política de Gestión de Riesgos	49
14.1	Riesgo de negocio	49
14.1.1	Riesgo Regulatorio	49
14.2	Riesgo financiero	50
14.2.1	Tipo de cambio	51
14.2.2	Variación UF	51
14.2.3	Tasa de interés	51
14.2.4	Riesgo de liquidez	51
14.2.5	Riesgo de crédito	52
14.2.6	Instrumentos financieros por categoría	53
14.2.7	Instrumentos derivados	53
14.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros	54
15.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	55
16.	Provisiones	56
16.1	Provisiones corrientes	56
16.1.1	Otras Provisiones	56
16.1.2	Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	56
16.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	57
16.3	Juicios y multas	59
16.3.1	Juicios	59
16.3.2	Multas	59
17	Otros Pasivos no Financieros	59
18	Patrimonio	60
18.1	Patrimonio neto de la Sociedad	60
18.1.1	Capital suscrito y pagado	60
18.1.2	Dividendos	60
18.1.3	Otras reservas varias	60
18.1.4	Diferencias de conversión	61
18.1.5	Ganancias Acumuladas	61
18.2	Gestión de capital	61
18.3	Restricciones a la disposición de fondos	61
18.4	Patrimonio de participaciones no controladas	62
19	Ingresos	62
20	Materias Primas y Consumibles Utilizados	62
21	Gastos por Beneficios a los Empleados	63
22	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	63
23	Otros Gastos por Naturaleza	63
24	Resultado Financiero	64
25	Medio Ambiente	64
26	Garantías Comprometidas con Terceros	64
27	Cauciones Obtenidas de Terceros	65
28	Moneda Extranjera	65
29	Hechos Posteriores	65

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de Diciembre de 2015 y 2014

(En miles de pesos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

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

En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. se dividió en dos sociedades dentro de un proceso de reorganización empresarial, subsistiendo la continuadora legal con la misma razón social y una nueva que se constituyó a raíz de la división, esta última mantuvo el giro de la generación de energía eléctrica.

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

Como consecuencia de esta división, al 31 de diciembre de 2011, Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A., discontinuó las operaciones principales de su negocio y las traspaso a la nueva sociedad.

En Junta Extraordinaria de accionistas de fecha 31 de mayo de 2012, se acordó la fusión por incorporación de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “**antigua STS**”), en Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. (actual STS), manteniéndose esta última como continuadora legal. Con motivo de lo anterior se incorporaron a Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A. todos los activos y pasivos de la antigua STS.

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

La fusión mencionada fue tratada como una adquisición inversa, de acuerdo con lo indicado en NIIF 3. Esto porque la entidad que mantiene sus características, desde un punto de vista de control societario y operacional, es la absorbida, antigua STS, y no la absorbente.

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

Con fecha 4 de marzo de 2015, la Sociedad y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., “STC”, cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de sus propiedad o de terceros. La participación en la sociedad es de un 50,1%. Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto de Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián – Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio (2017).

Con fecha 15 de octubre de 2015, la Sociedad y su matriz Sociedad Austral de Electricidad S.A. constituyeron la sociedad denominada Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., “SATT”, 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 la matriz Saesa en la sociedad es de un 99,9% y la sociedad es de un 0,1%. Actualmente SATT comenzará la construcción del Proyecto Subestación Crucero Encuentro, en el Sistema de Transmisión Troncal del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Las actividades principales desarrolladas por la Sociedad son el transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, la prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad y su filial terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas de la Superintendencia de Valores y Seguros que consideran las Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), 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 2.5). Estos Estados Financieros Consolidados han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 30 de marzo de 2016. 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 2015:

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIC 19, Beneficios a los empleados – Planes de beneficio definido: Contribuciones de Empleados</p> <p>Las modificaciones permiten que las contribuciones que son independientes del número de años de servicio puedan ser reconocidos como una reducción en el costo por servicio en el período en el cual el servicio es prestado, en lugar de asignar las contribuciones a los períodos de servicio. Otras contribuciones de empleados o terceros se requiere que sean atribuidas a los períodos de servicio ya sea usando la fórmula de contribución del plan o sobre una base lineal. Las modificaciones son efectivas para períodos que comienzan en o después del 1 de julio de 2014, se permite la aplicación anticipada.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2010 – 2012 mejoras a seis NIIF</p> <p>NIIF 2 Pagos basados en acciones - El Apéndice A "Definiciones de términos" fue modificado para (i) cambiar las definiciones de 'condición de consolidación (irrevocabilidad)' y 'condición de mercado', y (ii) agregar definiciones para 'condición de desempeño' y 'condición de servicio' las cuales fueron previamente incluidas dentro de la definición de 'condición de consolidación (irrevocabilidad)'.</p> <p>NIIF 3 Combinaciones de Negocios - Las modificaciones aclaran que una consideración contingente que está clasificada como un activo o un pasivo debería ser medida a valor razonable a cada fecha de reporte</p> <p>NIIF 8 Segmentos de Operación - Las modificaciones exigen a una entidad revelar los juicios realizados por la administración en la aplicación del criterio de agregación de segmentos de operación.</p> <p>NIIF 13 Mediciones de Valor Razonable - Aclara que la emisión de NIIF 13 y las consecuentes modificaciones a IAS 39 y NIIF 9 no elimina la capacidad para medir las cuentas por cobrar y por pagar que no devengan intereses al monto de las facturas sin descontar, si el efecto de no descontar es inmaterial.</p> <p>NIC 16 Propiedad, Planta y Equipo- NIC 38 Activos Intangibles - Las modificaciones eliminan las inconsistencias percibidas en la contabilización de la depreciación / amortización cuando un ítem de propiedad planta y equipo o un activo intangible es revaluado.</p> <p>NIC 24 Revelaciones de Partes Relacionadas - Las modificaciones aclaran que una entidad administradora que proporciona servicios de personal clave de administración a una entidad que reporta es una parte relacionada de la entidad que reporta.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>

Enmiendas a NIIF o Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2011 – 2013 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>NIIF 1 Adopción por Primera Vez de las NIIF - Aclara que un adoptador por primera vez está permitido, pero no obligado, a aplicar una nueva NIIF que todavía no es obligatoria si esa NIIF permite aplicación anticipada.</p> <p>NIIF 3 Combinaciones de Negocios - Aclara que NIIF 3 no aplica a la contabilización de la formación de todos los tipos de acuerdos conjuntos en los estados financieros del propio acuerdo conjunto.</p> <p>NIIF 13 Mediciones de Valor Razonable - Alcance de la excepción de cartera (párrafo 52)</p> <p>NIC 40 Propiedad de Inversión - NIC 40 fue modificada para aclarar que esta norma y NIIF 3 <i>Combinaciones de Negocios</i> no son mutuamente excluyentes y la aplicación de ambas normas podría ser requerida.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014</p>

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables no han tenido impactos significativos para la Sociedad y su filial 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, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>NIIF 9, Instrumentos Financieros</p> <p>NIIF 9 especifica como una entidad debería clasificar y medir sus activos financieros. Requiere que todos los activos financieros sean clasificados en su totalidad sobre la base del modelo de negocio de la entidad para la gestión de activos financieros y las características de los flujos de caja contractuales de los activos financieros. Los activos financieros son medidos ya sea a costo amortizado o valor razonable. Solamente los activos financieros que sean clasificados como medidos a costo amortizados serán probados por deterioro.</p> <p>El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura.</p> <p>La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales. - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros. - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que está diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". 	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 14, Diferimiento de Cuentas Regulatorias</p> <p>Esta norma es aplicable a entidades que adoptan por primera vez las NIIF, están involucradas en actividades con tarifas reguladas, y reconocimiento de importes por diferimiento de saldos de cuentas regulatorias en sus anteriores principios contables generalmente aceptados. Esta norma requiere la presentación por separado de los saldos diferidos de cuentas regulatorias en el estado de situación financiera y los movimientos de los saldos en el estado de resultados integrales.</p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p data-bbox="224 243 634 264">NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p data-bbox="224 296 850 422">Esta nueva norma, proporciona un modelo único basado en principios, a través de cinco pasos que se aplicarán a todos los contratos con los clientes, i) identificar el contrato con el cliente, ii) identificar las obligaciones de desempeño en el contrato, iii) determinar el precio de la transacción, iv) asignar el precio de transacción de las obligaciones de ejecución de los contratos, v) reconocer el ingreso cuando (o como) la entidad satisface una obligación de desempeño.</p>	<p data-bbox="862 306 1281 348">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p data-bbox="224 480 404 501">NIIF 16, Arrendamientos</p> <p data-bbox="224 533 850 701">El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.</p>	<p data-bbox="862 543 1281 627">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 "Ingresos procedentes de Contratos con Clientes"</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p data-bbox="224 848 850 932">Aclaración de los métodos aceptables de Depreciación y Amortización (enmiendas a la NIC 16 y NIC 38) - Las enmiendas son una orientación adicional sobre cómo se debe calcular la depreciación y amortización de propiedad, planta y equipo y activos intangibles.</p>	<p data-bbox="862 869 1281 911">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p data-bbox="224 984 850 1026">Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11)</p> <p data-bbox="224 1058 850 1205">Modifica la NIIF 11 Acuerdos conjuntos para exigir a una entidad adquirente de una participación en una operación conjunta en la que la actividad constituye un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) a: - Aplicar todas las combinaciones de negocios que representan los principios de la NIIF 3 y otras NIIF - Revelar la información requerida por la NIIF 3 y otras NIIF para las combinaciones de negocios</p>	<p data-bbox="862 1068 1281 1110">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p data-bbox="224 1257 818 1278">Agricultura: Plantas "para producir frutos" (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41)</p> <p data-bbox="224 1310 850 1478">Introduce el término "plantas para producir frutos" en el ámbito de la aplicación de la NIC 16 en lugar de la NIC 41, lo que permite este tipo de activos se contabilicen como una propiedad, planta y equipo y medición posterior al reconocimiento inicial sobre la base del costo o revaluación de acuerdo con la NIC 16. La definición de "plantas para producir frutos" como una planta viva que se utiliza en la producción o suministro de productos agrícolas, que se espera tener los productos para más de un punto y tiene un riesgo remoto de que se venden como productos agrícolas.</p>	<p data-bbox="862 1341 1281 1383">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p data-bbox="224 1530 850 1635">Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados. Las enmiendas restablecen el método de la participación como una opción de contabilidad para las Inversiones en Subsidiarias, Negocios Conjuntos y Asociadas en los Estados Financieros separados de una entidad.</p>	<p data-bbox="862 1562 1281 1604">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Venta o aportación de activos entre un Inversorista y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)</p> <p>Modificación para aclarar el tratamiento de la venta o la aportación de los activos de un inversor a la asociada o negocio conjunto, de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Requiere el pleno reconocimiento en los estados financieros del inversor de las ganancias y pérdidas que surjan de la venta o aportación de activos que constituyen un negocio (tal como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios) - Requiere el reconocimiento parcial de las ganancias y pérdidas donde los activos no constituyen un negocio, es decir, una ganancia o pérdida es reconocida sólo en la medida de los intereses de los inversores no relacionados a dicha asociada o negocio conjunto. <p>Estos requisitos se aplican independientemente de la forma jurídica de la transacción, por ejemplo, si la venta o aportación de activos se produce por una transferencia de acciones del inversor en una subsidiaria que posee los activos (lo que resulta en la pérdida de control de la filial), o por la venta directa de los mismos activos.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016, en forma prospectiva</p>
<p>Iniciativa de Revelación (enmiendas a NIC 1)</p> <p>La iniciativa está compuesta por una serie de proyectos más pequeños que tienen como objetivo estudiar las posibilidades para ver la forma de mejorar la presentación y revelación de principios y requisitos de las normas ya existentes.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Aplicación de la excepción de Consolidación (enmiendas a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28) Entidades de Inversión.</p> <p>Para abordar los problemas que han surgido en el contexto de la aplicación de la excepción de consolidación de entidades de inversión.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF</p> <p>NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas - Agrega una guía específica para NIIF 5 para los casos en que una entidad tiene que reclasificar un activo disponible para la venta a mantenido para distribuir a los propietarios o viceversa, y en los casos en que la contabilidad de los mantenidos para distribuir se interrumpe.</p> <p>NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar: (con las siguientes modificaciones a la NIIF 1) - Agrega una guía adicional para aclarar si un contrato de presentación de servicios continúa su participación en un activo transferido con el propósito de determinar las revelaciones requeridas. Aclara la aplicabilidad de las enmiendas a NIIF 7 en revelaciones compensatorias a los estados financieros intermedios condensados.</p> <p>NIC 19 Beneficios a los empleados - Aclara que los bonos corporativos de alta calidad empleados en la estimación de la tasa de descuento para los beneficios post-empleo deben estar denominados en la misma moneda que la del beneficio a pagar</p> <p>NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de "en otro lugar del informe intermedio" y requiere una referencia cruzada.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2016</p>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las pérdidas no realizadas en instrumentos de deuda medidos a valor razonable medidos al costo para propósitos tributarios dan origen a diferencias temporarias deducibles independientemente de si el tenedor del instrumento de deuda esperar recuperar el valor libros del instrumento de deuda mediante su venta o su uso. - El valor libros de un activo no limita la estimación de las probables ganancias tributarias futuras. - Las estimaciones de utilidades tributarias futuras excluye las deducciones tributarias resultantes del reverso de diferencias temporarias deducibles. - Una entidad evalúa un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos. Cuando las leyes tributarias restrinjan la utilización de pérdidas tributarias, una entidad debería evaluar un activo por impuestos diferidos en combinación con otros activos por impuestos diferidos del mismo tipo. 	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>
<p>Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación.</p> <p>Las enmiendas son parte del proyecto de iniciativa de revelación del IASB e introducen requisitos adicionales de revelación destinados a abordar las preocupaciones de los inversores de que los estados financieros actualmente no permiten entender los flujos de efectivo de la entidad; en particular respecto de la administración de las actividades financieras. Las modificaciones requieren la revelación de información que permita a los usuarios de los estados financieros evaluar los cambios en los pasivos procedentes de las actividades financieras.</p>	<p>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017</p>

La Sociedad y su filial se encuentran estudiando el impacto de la NIIF 9, NIIF 15, NIIF 16 y enmiendas a NIC 7 y NIC 12. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, la Sociedad estima que no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados al momento de su adopción. Para la Sociedad y su filial, NIIF 14 no es aplicable.

2.3 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

Los principales 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 su filial revisan 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 su filial 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 su filial, 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 su filial, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

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

2.4 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Sistema de Transmisión del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Los Estados Consolidados de Resultados Integrales por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Estados Consolidados de Flujos de Efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

2.5 Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y su filial por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 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, de fecha 17 de octubre de 2014.

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 N°20.780.

Este pronunciamiento difiere de lo establecido por las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

Esta instrucción emitida por la SVS significó un cambio en el marco de preparación y presentación de información financiera adoptada hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados por un importe de M\$1.257.015 que de acuerdo a NIIF debió ser presentado con cargo a resultados del año 2014.

2.6 Principios de consolidación y combinación de negocios

Los estados financieros incorporan los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por la Sociedad (su filial). 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 período 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 la filial 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 la filial y la sociedad, son eliminados en la consolidación.

La conversión de los estados financieros de la filial Sistema de Transmisión del Centro S.A. (con moneda funcional distinta del peso chileno) se realiza del siguiente modo:

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

El detalle de la filial consolidada se presenta a continuación:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
				31/12/2015			31/12/2014
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	TOTAL
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	Dólar Estadounidense	0,0000%	50,1000%	50,1000%	0,0000%

2.7 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

La moneda funcional de la filial Sistema de Transmisión del Centro S.A. es Dólar Estadounidense.

2.8 Bases de conversión

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

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

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

	31.12.2015	31.12.2014
	\$	\$
Dólar Estadounidense	710,16	606,75
Unidad de Fomento	25.629,09	24.627,10

2.9 Compensación de saldos y transacciones

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

2.10 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y su filial. El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes (ver nota 24):

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados de la Sociedad	357.908	593.109
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización de la Sociedad	4,01%	4,21%
Costos por préstamos capitalizados de la filial STC	337.343	-
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización de la filial STC	2,86%	-
Totales	695.251	593.109

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$963.517 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 y a M\$800.535 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 (ver nota 21).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y su filial 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 su filial, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del año en que se 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 su filial, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y Equipos:	
Lineas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas:	10

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Servidumbres

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

2.11.2 Programas informáticos

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

2.11.3 Costos de investigación y desarrollo

Durante los años presentados, la Sociedad y su filial 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 dejan de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.11.4 Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

Para estimar el valor en uso, la Sociedad y su filial 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 su filial 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 tiene políticas para administrar el riesgo de deterioro, que exigen un riesgo mínimo a los instrumentos colocados y una jerarquía para aprobaciones.

2.12 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.

2.12.1 Activos Financieros no derivados

De acuerdo a lo definido por la Sociedad y su filial, 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 estado de situación financiera consolidado 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 estado de situación financiera. Los superiores a 12 meses se clasifican en cuentas por cobrar no corrientes.

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

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

2.12.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado se registra el efectivo en bancos, 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.

2.12.3 Pasivos financieros no derivados

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

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

2.12.4 Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad y su filial 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 estado de situación financiera consolidado, o una proporción de ellos, en la medida que dichos cambios: i) sean atribuibles a un riesgo en particular; y, ii) puedan afectar las pérdidas y ganancias futuras.

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

La Sociedad y su filial 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 su filial proceden a su valorización y registro contable, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente.

2.12.5 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 su filial se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad tiene emitidas acciones ordinarias de serie A y serie B.

2.13 Inventarios

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

2.14 Participación en asociadas contabilizados por el método de la participación

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

Si bien STS no tiene más del 20% de participación en SATT, sus ejecutivos participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con esta asociada. Al 31 de diciembre del 2015 el valor de la participación en la sociedad es de M\$710.

El método de la participación consiste en registrar la participación en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio neto, que representa la participación de la Sociedad en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con la Sociedad, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad (plusvalía comprada). Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación a cero en el estado de situación

financiera, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la sociedad asociada, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

2.15 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1 Ingresos diferidos

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

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

2.15.2 Obras en construcción para terceros

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

2.16 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros consolidados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y su filial 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 su filial 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 consolidados, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

2.17 Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otro resultado integral del año.

La Sociedad y su filial 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 5,1% anual, 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.

2.18 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.19 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, se define como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y su filial, 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 la filial, en las cuales la Sociedad y su filial puedan controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro impuestos a las ganancias, salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, de acuerdo a NIC 12.

Lo anterior con excepción de la aplicación en el año 2014 del Oficio Circular N° 856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), el 17 de octubre de 2014, el que establece que las diferencias en pasivos y activos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780 (ver párrafos siguiente), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio (ver nota 2.5).

El 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el D. O. la Ley N° 20.780 que modifica el Sistema de Tributación de la Renta e introduce diversos ajustes al sistema tributario. Entre otros cambios, a partir del 1 de enero de 2017 la Reforma propone dos regímenes tributarios distintos para las empresas con renta efectiva y contabilidad completa, que si bien mantienen las características del sistema integrado, se diferencian en la tasa de impuesto de primera categoría y en la oportunidad de pago de los impuestos terminales (impuesto global complementario o adicional).

Uno de ellos es el “Régimen Parcialmente Integrado” que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría. El otro Régimen es el de Renta Atribuida.

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la reforma tributaria de 2014. Mediante esta norma, se restringe el “Régimen de Renta Atribuida” a aquellas sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean exclusivamente personas naturales con domicilio o residencia en Chile y/o contribuyentes sin domicilio ni residencia en Chile afectos al impuesto global complementario y/o adicional, por otro lado, quedan obligadas a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado” las sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean personas jurídicas. La Sociedad y su filial cumplen con este último requisito, quedando obligada a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado” a contar de esta Ley en comento.

La Sociedad y su filial han contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.20 Reconocimiento de ingresos y gastos

La Sociedad y su filial 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 período. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación.

2.21 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 consolidados de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas.

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

Para el cálculo de la utilidad líquida distribible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Dado

lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.22 Estado de flujos de efectivo

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

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: 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 (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la relacionada Edelaysen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1 Generación eléctrica

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

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

- Mercado de los grandes clientes:** Hasta el año 2014 pertenecían 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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 15 años. Estos contratos comenzaron a entrar en vigencia a partir del 1 de enero del año 2010. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión troncal). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de subtransmisión se incorporan como un cargo adicional del generador a la

distribuidora. Por lo tanto, el precio incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de subtransmisión.

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

3.2 Transmisión y subtransmisión

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

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

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

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

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

3.3 Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

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

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

3.3.2 Ley Corta I

La Ley Corta I se introdujo para generar los incentivos necesarios para que se realicen las inversiones necesarias en los sistemas de generación (nuevo régimen tarifario en Sistemas Medianos, introduce el concepto de servicio complementario como aquellos servicios requeridos para coordinar la operación en forma confiable, segura y a mínimo costo de los sistemas eléctricos tales como la regulación de tensión, frecuencia, aporte de reactivos, etc. y la modificación a la banda entre precios de nudo clientes libres) y en el transporte de electricidad (transmisión troncal, subtransmisión, transmisión adicional y peajes de distribución). Adicionalmente, reduce el límite de tamaño de potencia conectada para que los clientes finales puedan optar por un régimen libre de precios y adicionalmente introduce la figura del Panel de Expertos como órgano permanente para la resolución de conflictos, que resolverá las discrepancias entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

3.3.3 Ley Corta II

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

3.3.4 Ley ERNC

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

3.3.5 Ley que crea el Ministerio de Energía

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

3.3.6 Ley Net Metering

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

3.3.7 Ley de Concesiones

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

3.3.8 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

3.3.9 Modificación al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en el 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 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.

Esta iniciativa se publicó en el Diario Oficial el 29.01.2015, (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía). Cabe destacar que en esta modificación se incluyó una extensión de plazo de la vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), hasta el 31.12.15.

3.3.10 Modificación Estructura Ministerio de Energía

Se publicó en el Diario Oficial el 22.9.14 la Ley N° 20.776 del Ministerio de Energía, el cual modifica la estructura del Ministerio de Energía, incluyendo la creación de los 9 SEREMIS de Energía en las regiones del país que previamente no tenían.

3.3.11 Otras modificaciones en curso

Hasta mediados del año 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 y que se encuentran pendientes se encuentran los siguientes:

- 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.

Respecto al primer punto, durante el segundo semestre del 2015 se ha ingresado al Congreso un proyecto de ley, preparado por el Ministerio de Energía, que modifica principalmente la tarificación en transmisión. Los principales cambios en la propuesta son:

- a) Definición funcional de la transmisión: forman parte de la transmisión todas aquellas instalaciones que no estén destinadas a distribución, con independencia de su nivel de tensión.
- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión, independiente de la demanda. Así, se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico.
- c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.
- d) Cambio en la tasas de descuento utilizada para remunerar los costos de las instalaciones desde una tasa fija real anual de 10% antes de impuestos a una tasa que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas en relación al mercado, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, con un piso de 7% real después de impuestos.
- e) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la RCA correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

La propuesta aún está en discusión, por lo que puede haber cambios y se espera publicación para el primer semestre de 2016.

3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

- d) **Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”)**: Organismos integrados por la Dirección de Operación, Peajes y Administración que tiene por objeto coordinar la operación segura y económica de las instalaciones que conforman cada uno de los sistemas interconectados.
- e) **Panel de Expertos**: Órgano permanente creado para la resolución de conflictos (discrepancias) entre las empresas que forman parte del sistema eléctrico y entre éstas y la autoridad respecto de un conjunto acotado de materias y cuyos dictámenes tienen la característica de ser definitivos e inapelables.

4. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saldo en Bancos	73.783	11.482
Otros instrumentos de renta fija	-	69.525
Totales	73.783	81.007

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a fondos mutuos con vencimientos, inferior a 3 meses desde la fecha de inversión, tomados por la Sociedad de manera de maximizar los retornos del excedente de caja sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición definidos por la Administración.

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Estos tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones y no están sujetas a restricciones.

b) El detalle de los Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
STS	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	69.525
Totales			-	69.525

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	69.969	80.594
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	3.814	413
Totales		73.783	81.007

5. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	5.353.057	-	5.963.568	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	493.725	251.959	1.486.851	482.777
Totales	5.846.782	251.959	7.450.419	482.777

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	4.995.036	-	5.582.708	-
Otras cuentas por cobrar, neto	493.725	251.959	1.486.851	482.777
Totales	5.488.761	251.959	7.069.559	482.777

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	358.021	-	380.860	-
Totales	358.021	-	380.860	-

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Facturados	2.751.011	4.938.687
Energía y peajes	2.646.419	4.051.243
Anticipos para importaciones y proveedores	6.525	115.330
Cuenta por cobrar proyectos en curso	95.714	739.360
Otros	2.353	32.754
No Facturados o provisionados	2.751.366	2.322.003
Peajes uso de líneas eléctricas	2.687.762	1.177.038
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	18.876	735.287
Provisión ingresos por obras	9.660	409.678
Otros	35.068	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	344.405	189.729
Totales, Bruto	5.846.782	7.450.419
Provisión deterioro	(358.021)	(380.860)
Totales, Neto	5.488.761	7.069.559

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Anticipos para importaciones y proveedores	6.525	115.330
Cuenta por cobrar proyectos en curso	105.374	1.149.038
Deudores materiales y servicios	2.353	32.754
Cuenta corriente al personal	344.405	189.729
Otros deudores	35.068	-
Totales	493.725	1.486.851
Provisión deterioro	-	-
Totales, Neto	493.725	1.486.851

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2015 es de M\$5.740.720, y al 31 de diciembre de 2014 es de M\$7.552.336.
- b) Parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y en general no se ha requerido provisiones significativas.
- c) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es 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	31/12/2015	31/12/2014
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	2.346.544	702.353
Con vencimiento entre tres y seis meses	868	156
Con vencimiento entre seis y doce meses	262	1.114
Total	2.347.674	703.623

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

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

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

- d) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad no contiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2015						Saldo al 31/12/2014					
	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	110	2.795.716	-	-	110	2.795.716	70	6.066.436	-	-	70	6.066.436
Entre 1 y 30 días	21	2.341.748	-	-	21	2.341.748	37	701.969	-	-	37	701.969
Entre 31 y 60 días	52	4.672	-	-	52	4.672	10	296	-	-	10	296
Entre 61 y 90 días	38	123	-	-	38	123	3	88	-	-	3	88
Entre 91 y 120 días	26	46	-	-	26	46	1	13	-	-	1	13
Entre 121 y 150 días	33	1.138	-	-	33	1.138	-	-	-	-	-	-
Entre 151 y 180 días	34	111	-	-	34	111	3	221	-	-	3	221
Entre 181 y 210 días	26	77	-	-	26	77	1	-	-	-	1	-
Entre 211 y 250 días	42	100	-	-	42	100	5	435	-	-	5	435
Más de 250 días	57	352.119	-	-	57	352.119	20	375.902	-	-	20	375.902
Total	439	5.495.850	-	-	439	5.495.850	150	7.145.360	-	-	150	7.145.360

- e) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la cartera en cobranza judicial protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	31/12/2015		31/12/2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar en cobranza judicial	4	346.909	2	344.068
Totales	4	346.909	2	344.068

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	445.579
Aumentos (disminuciones) del año	(64.719)
Montos castigados	-
Saldo al 31 de diciembre 2014	380.860
Aumentos (disminuciones) del año	1.618
Montos castigados	(24.457)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	358.021

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

g) El detalle de las provisiones y castigos a diciembre 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión cartera no repactada	1.618	(61.626)
Castigos del año	(24.457)	-
Recuperos del año	-	(3.093)
Totales	(22.839)	(64.719)

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

6. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

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

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad, su filial y sus relacionadas, 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 entidades relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

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

A la fecha de los presentes estados financieros 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 consolidadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Pais de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	31/12/2015		31/12/2014	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	12.013	-	12.948	-
88272600-2	Empresa Eléctrica de Aysen S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	785	-	-	-
77.683.400-9	SAGESA S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	12.663	-	45.661	-
77.683.400-9	SAGESA S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	45.714	-	-	-
						71.175	-	58.609	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Pais de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	31/12/2015		31/12/2014	
						Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz	167.877	-	88.545	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	5.803	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	6.006.449	-	8.252.086	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	4.522.838	-	4.500.651	-
76.0731.64-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	4.527	-	4.505	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno	Chile	Materiales y Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	5.533	-	1.933	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aysen S.A.	Chile	Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	-	-	235	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Servicios y Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	284.647	-	65	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	17.988	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	37.593.487	-	32.894.387	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	21	-	20	-
76.073.168-4	Inversiones los Lagos IV Limitada	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	20.189	-	20.090	-
96.817.230-1	Eléctrica Puntilla S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Indirecta	437.435	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Chile	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	115	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	115	-	-	-
						49.067.024	-	45.762.517	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Mantenimiento y Operación sistema	114.339	47.187
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Peajes	-	442.713
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamo cuenta corriente	(138.458)	(670.211)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio Representación	(130.502)	(132.707)
76.0731.64-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento y Operación sistema	62.909	54.858
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	-	(159.290)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	-	111.528
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	6.647	147.171
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	-	(29.931)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Transferencia Energía-Potencia	2.736.015	3.627.966
77.683.400-9	SAGESA S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos	40.768	159.619
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Interés préstamo cuenta corriente	(1.391.104)	(1.436.058)

c. Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad y su filial 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 27 de abril de 2015, 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, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, María Morsillo y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 6 de mayo de 2015, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro

En sesión celebrada con fecha 8 de julio de 2015, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad de la señora María Morsillo.

En relación con lo anterior, el Directorio acordó designar en su reemplazo, como Director de la Sociedad, a la señora Stacey Purcell, quien ocupará ese cargo hasta la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2015 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dale Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell y Christopher Powell.

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

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

Director	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	115	-
Iván Díaz- Molina	115	-
Totales	230	-

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2015 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2016.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Dalr Burgess, Waldo Fortín Cabezas, Stacy Purcell 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 2015 y 2014 son las siguientes:

Director	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.371	1.434
Iván Díaz- Molina	1.371	1.434
Totales	2.742	2.868

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo compone un Ejecutivo.

La remuneración del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados asciende a M\$49.943 al 31 de diciembre 2015 y M\$68.571 para el año 2014.

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

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

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

7. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2015:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.473.274	1.473.274	-
Totales	1.473.274	1.473.274	-

Al 31 de diciembre 2014:

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

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$21.318 para el período 2015 y un abono de M\$9.625 para el año 2014.

Movimiento Provisión	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión Ejercicio	(21.318)	(9.625)
Aplicaciones a provisión	21.318	67.319
Totales	-	57.694

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	465.244	299.484
Otros gastos por naturaleza (**)	72.582	91.745
Totales	537.826	391.229

(*) Ver nota (20)

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 6.476.922 y M\$4.793.480 en 2014.

8. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	1.111.333	19.181
IVA Crédito fiscal por recuperar (1)	2.784.584	-
Crédito Sence	14.563	13.464
Crédito Activo Fijo	22.477	21.599
Impuesto por recuperar año anterior	17.791	-
Totales	3.950.748	54.244

(1) Corresponde a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de la filial STC.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Iva Débito fiscal	-	104.462
Otros	12.713	10.789
Totales	12.713	115.251

9. Otros Activos Financieros no Corrientes

El detalle de este rubro, es el siguiente:

	31/12/2015	31/12/2014
Otros activos financieros no corriente	No Corriente	No Corriente
	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal	2.381.368	5.479.871
Totales	2.381.368	5.479.871

Este activo corresponde a remanente crédito fiscal, principalmente impuesto específico y se compensará en períodos futuros con IVA débito fiscal a base de la generación de flujos de la Sociedad. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la Sociedad y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

10. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Activos intangibles neto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos intangibles identificables, neto	21.217.881	2.261.488
Servidumbres	21.193.295	2.250.885
Software	24.586	10.603

Activos intangibles bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	21.222.375	2.264.706
Servidumbres	21.193.295	2.250.885
Software	29.080	13.821

Amortización activos intangibles	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos intangibles identificables	(4.494)	(3.218)
Servidumbres	-	-
Software	(4.494)	(3.218)

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

Movimiento año 2015	Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	2.250.885	10.603	2.261.488
Movimientos			
Adiciones	7.221.046	-	7.221.046
Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	3.729	3.729
Otros (Activación Obras en Curso)	10.639.142	15.259	10.654.401
Gastos por Amortización	-	(5.005)	(5.005)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (empresas con moneda funcional distinta a la moneda de reporte)	1.082.222	-	1.082.222
Total movimientos	18.942.410	13.983	18.956.393
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015	21.193.295	24.586	21.217.881

Movimiento año 2014	Servidumbre Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	1.924.788	506	1.925.294
Movimientos			
Adiciones	-	-	-
Retiros Valor Bruto	(252.650)	(1.050)	(253.700)
Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	1.050	1.050
Otros (Activación Obras en Curso)	578.747	11.233	589.980
Gastos por amortización	-	(1.136)	(1.136)
Total movimientos	326.097	10.097	336.194
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	2.250.885	10.603	2.261.488

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

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

11. Propiedades, planta y equipos

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	154.793.185	139.085.990
Terrenos	6.909.730	5.960.916
Edificios	1.410.498	1.313.383
Planta y Equipo	100.109.744	111.717.127
Equipamiento de Tecnologías de la Información	360.705	121.266
Instalaciones Fijas y Accesorios	136.187	42.820
Vehículos de Motor	146.768	135.400
Construcciones en Curso	44.806.383	18.842.526
Otras Propiedades, Planta y Equipo	913.170	952.552

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	184.354.163	167.514.006
Terrenos	6.909.730	5.960.916
Edificios	1.895.140	1.754.566
Planta y Equipo	128.326.869	139.053.547
Equipamiento de Tecnologías de la Información	452.067	201.965
Instalaciones Fijas y Accesorios	261.982	153.125
Vehículos de Motor	203.030	208.705
Construcciones en Curso	44.806.383	18.842.526
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.498.962	1.338.656

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(29.560.978)	(28.428.016)
Edificios	(484.642)	(441.183)
Planta y Equipo	(28.217.125)	(27.336.420)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(91.362)	(80.699)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(125.795)	(110.305)
Vehículos de Motor	(56.262)	(73.305)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(585.792)	(386.104)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre 2015 y al 2014 es el siguiente:

Movimiento año 2015	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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2015	5.960.916	1.313.383	111.717.127	121.266	42.820	135.400	18.842.526	952.552	139.085.990
Adiciones	-	-	878.174	-	-	-	14.974.413	-	15.852.587
Retiros Valor Bruto	-	-	(21.599)	(6.313)	(125)	(53.435)	-	(8.614)	(90.086)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	2.369.154	6.313	125	42.893	-	-	2.418.485
Otros (Activación Obras en Curso)	948.814	310.081	45.663.843	256.415	42.233	47.760	(47.672.580)	-	403.434
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(169.507)	(57.247.096)	-	66.749	-	57.584.368	(234.514)	-
Gastos por depreciación	-	(43.459)	(3.249.859)	(16.976)	(15.615)	(25.850)	-	(199.688)	(3.551.447)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (empresas con moneda funcional distinta a la moneda de reporte)	-	-	-	-	-	-	1.077.656	-	1.077.656
Total movimientos	948.814	97.115	(11.607.383)	239.439	93.367	11.368	25.963.857	(39.382)	15.707.195
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	6.909.730	1.410.498	100.109.744	360.705	136.187	146.768	44.806.383	913.170	154.793.185

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
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014	5.929.824	1.354.699	82.462.240	37.490	52.006	159.298	35.631.185	643.336	126.270.078
Adiciones	-	-	-	-	-	-	16.076.778	-	16.352.639
Retiros Valor Bruto	-	-	(20.386)	-	(1.402)	(121.755)	-	(23.547)	(167.090)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	-	-	1.112	79.087	-	23.806	104.005
Otros (Activación Obras en Curso)	31.092	1.242	32.554.753	95.199	2.094	44.535	(32.865.437)	136.522	-
Gastos por depreciación	-	(42.558)	(3.279.480)	(11.423)	(10.990)	(25.765)	-	(103.426)	(3.473.642)
Traspaso Fusión	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	31.092	(41.316)	29.254.887	83.776	(9.186)	(23.898)	(16.788.659)	309.216	12.815.912
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	5.960.916	1.313.383	111.717.127	121.266	42.820	135.400	18.842.526	952.552	139.085.990

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- a) La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- b) La Sociedad y su filial 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.
- c) Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron de M\$963.517 por el año terminado al 31 de diciembre 2015 y M\$800.535 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 (ver nota 21). Los activos en construcción según se explica en Nota 2.10 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle (ver nota 24):

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados de la Sociedad	357.908	593.109
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización de la Sociedad	4,01%	4,21%
Costos por préstamos capitalizados de la filial STC	337.343	-
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización de la filial STC	2,86%	-
Totales	695.251	593.109

- d) El monto de bienes de propiedad planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no es significativo. La Sociedad y su filial no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

12. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

12.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	2.210.468	3.777.227
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	2.210.468	3.777.227
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	1.689.523	(519.424)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.689.523	(519.424)
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	3.899.991	3.257.803

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	(268.841)	-
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(13.404)	(17.579)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(282.245)	(17.579)

- 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 2015 y 2014 es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	19.030.671	18.342.022
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (22,5% en 2015 - 21% en 2014)	(4.275.688)	(3.851.825)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	60.969	67.031
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(119.090)	(98.119)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	-
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	58.953	5.556
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	374.865	619.554
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	375.697	594.022
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(3.899.991)	(3.257.803)
Tasa impositiva efectiva	20,49%	17,76%

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, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N° 20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad y su filial deben tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.19 la Sociedad y su filial han contabilizado los efectos de utilizar este sistema.

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

12.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2015 y al 2014, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, plantas y equipos	-	-	10.094.727	8.720.149
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	-	-	-	12.961
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	91.296	91.406	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	26.946	23.950	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.156.046	3.245.416	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	38.023	39.204
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	14.363	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	28.664	-	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	92.073	83.249	857	1.230
Impuestos diferidos relativos a derivados	268.841	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	144.977	426.400	-	-
Total Impuestos Diferidos	3.823.206	3.870.421	10.133.607	8.773.544

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación financiera durante los años 2015 y 2014 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	3.108.238	7.291.349
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	2.001.619	1.482.195
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	17.579	-
Impuestos diferidos relacionados con partidas cargadas a patrimonio	(1.257.015)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3.870.421	8.773.544
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(329.460)	1.360.063
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	282.245	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	3.823.206	10.133.607

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 N° 20.780 (Reforma Tributaria), y en conformidad a las disposiciones del Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014 de la Superintendencia de Valores y Seguros, ha implicado registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$1.257.015 por este concepto (ver nota 2.5)

13. Otros Pasivos Financieros

El detalle de este rubro al 31 diciembre 2015, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2015
	Corriente M\$
Derivados	1.120.171
Totales	1.120.171

(*) Ver nota 14.2.7

14. Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad y su filial, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la Alta Administración de la Sociedad y su filial, 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 la filial, son los siguientes:

14.1 Riesgo de negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, 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 existen riesgos financieros, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

14.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron 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 envió 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. Según o indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015.

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 de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

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.

14.2 Riesgo financiero

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

La filial, opera un contrato, que contempla la ejecución y la puesta en servicio del "Sistema de Transmisión Adicional", desde primer trimestre de 2015. Actualmente está en etapa de construcción, la que terminará en el último semestre de 2017, para luego comenzar la operación del sistema. El contrato se paga a través de peajes de transmisión que contienen el costo de la inversión y operación del activo mencionado.

Durante el proceso de construcción, los flujos de financiamiento del proyecto serán otorgados por la Sociedad. Una vez comenzada la operación, los flujos de la filial, que son generados por el sistema de transmisión indicado, tienen un perfil muy estable y de largo plazo, y tienen una alta indexación al dólar.

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

14.2.1 Tipo de cambio

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

En la filial, el riesgo de tipo de cambio está dado principalmente por los cobros y pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar, que implica mantener cuentas por cobrar y pagar en pesos.

Al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de filial STC 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\$7.088, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

14.2.2 Variación UF

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

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

La filial STC subcontrató para la construcción de su activo relevante a un EPC. Para evitar descalces entre los cobros que realizarán en pesos (indexados a la UF) el EPC y el valor en dólares, fijado para la inversión (que tiene retornos en esa última moneda), se ha tomado con el sistema financiero un instrumento derivado.

Así, la filial contrató un Cross Currency Swap (ver nota 14.2.7) 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\$
STC	30-03-2015	642,9	16.476.433

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

14.2.3 Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad y su filial no poseen deuda con el sistema financiero.

14.2.4 Riesgo de liquidez

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

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

La matriz de la Sociedad y la Sociedad, cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

14.2.5 Riesgo de crédito

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

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

14.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	5.740.720	-	5.740.720
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	71.175	-	71.175
Efectivo y equivalentes al efectivo	73.783	-	73.783
Totales	5.885.678	-	5.885.678

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

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, derivados	-	1.120.171	1.120.171
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.471.622	-	5.471.622
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	49.067.024	-	49.067.024
Totales	54.538.646	1.120.171	55.658.817

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.561.189	-	3.561.189
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	45.762.517	-	45.762.517
Totales	49.323.706	-	49.323.706

14.2.7 Instrumentos derivados

La Sociedad y su filial, 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 filial, 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 STC ha tomado instrumentos derivados mencionados en la nota 13, correspondientes a swap de moneda.

El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Duración (días)	UF		USD	
					Compañía recibe		Compañía paga	
					Nocional MUF	Tasa interés	Nocional MUSD	Tasa interés
Bci	Cross Currency Swap	30/03/2015	31/03/2017	732	642,9	0,00%	25.252	0,67%

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

Instrumento de cobertura	31.12.2015	31.12.2014	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
	M\$	M\$			
Cross Currency Swaps (*)	(1.120.171)	-	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja

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

14.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Saldo en Bancos	73.783	73.783
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	5.488.761	5.488.761

Pasivos Financieros - al 31.12.2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.471.622	5.471.622

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

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

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

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

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

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

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

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

15. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Cuentas por pagar comerciales	5.377.393	3.534.765
Otras cuentas por pagar	94.229	26.424
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.471.622	3.561.189

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Proveedores por uso SIC (Sistema Interconectado Central)	2.210.208	620.524
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.167.185	2.914.241
Cuentas por pagar instituciones fiscales	28.642	26.424
Otras cuentas por pagar	65.587	-
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.471.622	3.561.189

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día 31 de diciembre 2015 y al 2014, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2015				31/12/2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	551.753	4.289.269	536.371	5.377.393	352.665	2.903.990	278.110	3.534.765
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Mas de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	551.753	4.289.269	536.371	5.377.393	352.665	2.903.990	278.110	3.534.765

16. Provisiones

16.1 Provisiones corrientes

16.1.1 Otras Provisiones

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

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	32.904	31.618
Totales	32.904	31.618

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	31.618
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	1.286
Provisión utilizada	-
Total movimientos en provisiones	1.286
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	32.904

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

16.1.2 Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corriente	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	115.379	106.445
Provisión por beneficios anuales	469.566	415.572
Totales	584.945	522.017

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2015	106.445	415.572	522.017
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	274.841	862.687	1.137.528
Provisión utilizada	(265.907)	(808.693)	(1.074.600)
Total movimientos en provisiones	8.934	53.994	62.928
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	115.379	469.566	584.945

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

16.2 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 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	610.350	492.025
Totales	610.350	492.025

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los períodos 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	492.025
Costo por intereses	34.663
Costo del servicio del año	60.604
Pagos en el año	(26.587)
Variación actuarial por cambio tasa	51.435
Variación actuarial por experiencia	(1.790)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	610.350

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	372.402
Costo por intereses	36.512
Costo del servicio del año	46.404
Pagos en el año	(28.400)
Variación actuarial por cambio tasa	50.105
Variación actuarial por experiencia	15.002
Saldo al 31 de diciembre de 2014	492.025

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Costo por intereses	34.663	36.512
Costo del servicio del año	60.604	46.404
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	95.267	82.916
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	49.645	65.107
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	144.912	148.023

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2015.

Tasa de descuento (nominal)	5,10%
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 2015, 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	73.756	(61.906)

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	(62.559)	73.102

16.3 Juicios y multas

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

16.3.1 Juicios

Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto
1° Juzgado Civil de Osorno	2164-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Munzenmayer Con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	120.000
1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canío Esteban con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	45.313
2° Juzgado Civil de Osorno	C- 5369-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Agrícola Copihue con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	1.325.968
1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6035-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Shajjo con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	580.564
1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6030-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	932.230
1 Juzgado Civil de Valdivia	C-3545-2014	Reivindicatoria por uso de terreo (Valderrama con STS)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
2 Juzgado Civil de Osorno	C-732-2015	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Ojyarzún con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	1.007.729
2 Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6329-2014	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Socovesa con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	147.393
Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	45.095
Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	9.318
1 Juzgado Civil de Osorno	C-1233-2015	Impugnación de tasación de servidumbre hombres buenos (Consejo de Defensa del Estado con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	15.317

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

16.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
STS	Res. Ex. 096 DRX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	33.716

El monto reconocido por provisiones en los presentes 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 incluyen los sucesos y circunstancias concurrentes a la valorización de la misma.

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

17 Otros Pasivos no Financieros

El detalle del rubro es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corriente		No Corriente	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	11.332.555	11.757.726
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	95.216	91.774
Otras obras de terceros	644.560	778.927	-	-
Totales	644.560	778.927	11.427.771	11.849.500

18 Patrimonio

18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el capital social de STS asciende a M\$13.694.783 y está representado por 36.000 acciones serie A y 243.021.781.353 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

18.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 8 de abril de 2015 se aprobó un acuerdo de no repartir dividendos para el año 2015.

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

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

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

18.1.3 Otras reservas varias

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2015:

	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de Coberturas M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	-	831.783	-	-	831.783
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	-	-	(426.516)	-	(426.516)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(55.794)	-	-	(36.241)	(92.035)
Otras reservas varias	300.873	-	-	-	300.873
Totales	245.079	831.783	(426.516)	(36.241)	614.105

Saldos al 31 de diciembre de 2014:

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

Otras reservas varias por M\$300.873, corresponde a M\$313.142 revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en oficio circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros y M\$ (12.269) correspondientes a valores asignados en la división de la Sociedad al 31 de diciembre de 2011.

18.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	831.780	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	3	-
Totales	831.783	-

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

18.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son los siguientes:

M\$	Utilidades distribuibles M\$	Revaluación Activo Fijo M\$	Total al 31 de diciembre de 2015 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	74.221.086	13.887.643	73.926.369
Realización revaluación	273.953	(273.953)	-
Resultado del año	15.158.583	-	15.158.583
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	4.525.266	-	4.525.266
Provisión dividendo mínimo del año	(4.547.575)	-	(4.547.575)
Totales 31/12/2015	89.631.313	13.613.690	89.062.643

La utilidad distribuible del año 2015, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2015, esto es M\$ 15.158.583.

M\$	Utilidades distribuibles M\$	Revaluación Activo Fijo M\$	Total al 31 de diciembre de 2013 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	46.628.892	14.182.360	60.811.252
Realización revaluación	294.717	(294.717)	-
Resultado del año	15.084.219	-	15.084.219
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	3.813.179	-	3.813.179
Provisión dividendo mínimo del año	(4.525.266)	-	(4.525.266)
Efecto en patrimonio Oficio N°856 SVS	(1.257.015)	-	(1.257.015)
Totales 31/12/2014	74.221.086	13.887.643	73.926.369

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

18.2 Gestión de capital

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

18.3 Restricciones a la disposición de fondos

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad y su filial no poseen restricciones de envío de flujo a sus accionistas.

18.4 Patrimonio de participaciones no controladas

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2015 y 2014, son los siguientes:

Empresa	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones No Controlador Patrimonio		Participaciones No Controlador Ganancia (pérdida)	
	31/12/15	31/12/14	31/12/15	31/12/14	31/12/15	31/12/14	31/12/15	31/12/14	31/12/15	31/12/14
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISION TRONCAL S.A	0,01000	0,00000	355.472	-	(318)	-	710	-	-	-
SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A	49,90000	0,00000	11.844.160	-	(55.518)	-	11.466.001	-	(27.703)	-
Totales							11.466.711	-	(27.703)	-

19 Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Venta de Energía	26.753.767	26.167.971
Ventas de energía	26.753.767	26.167.971
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	26.753.767	26.167.971

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	2.198.846	1.020.926
Venta de materiales y equipos	183.554	44.975
Arrendamientos	170.309	160.067
Intereses Créditos y Préstamos	2.512	3.605
Otros Ingresos	325.524	299.467
Total Otros ingresos, por naturaleza	2.880.745	1.529.040

20 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Compras de energía y peajes	287.736	213.237
Combustibles para generación y materiales	177.508	86.247
Totales	465.244	299.484

21 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	2.298.446	1.984.228
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	163.160	141.650
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	155.671	177.025
Activación costo de personal (ver nota 11)	(963.517)	(800.535)
Totales	1.653.760	1.502.368

22 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Depreciaciones	3.551.447	3.473.642
Amortizaciones de Intangibles	5.005	1.136
Totales	3.556.452	3.474.778

23 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	1.119.464	1.259.705
Operación vehículos, viajes y viáticos	87.166	92.746
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	3.196	1.178
Provisiones y castigos	34.261	(55.018)
Gastos de administración	1.777.829	1.809.525
Egreso por construcción de obras a terceros	1.957.880	787.845
Otros gastos por naturaleza	369.179	9.647
Totales	5.348.975	3.905.628

24 Resultado Financiero

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

Ingresos Financieros	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.297.441	821.558
Total Ingresos Financieros	1.297.441	821.558

Costos Financieros	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Otros gastos financieros	(1.870.856)	(2.127.664)
Activación gastos financieros (ver nota 11)	695.251	593.109
Total Costos Financieros	(1.175.605)	(1.534.555)

Resultado por unidades de reajuste	288.661	523.306
Diferencias de cambio	7.929	(4.012)
Positivas	8.360	-
Negativas	(431)	(4.012)
Total Costo Financiero	(879.015)	(1.015.261)

Total Resultado Financiero	418.426	(193.703)
-----------------------------------	----------------	------------------

25 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Empresa	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2015	31/12/2014
			M\$	M\$
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	1.443
STS	Asesorías medioambientales	Costo	1.471	3.387
STS	Gestión de residuos	Costo	759	-
STS	Reforestaciones	Inversión	-	12.330
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	1.045	75
STS	Permisos sectoriales y otros	Inversión	-	2.540
STS	Proyectos de inversión	Inversión	313.661	85.258
STC	Reforestaciones	Inversión	18.820	-
STC	Evaluación ambiental	Inversión	124.889	-
	Totales		460.646	105.033

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

26 Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2015 son las siguientes según beneficiario relevantes:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos				Fecha Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor contable	Total	2016	2017	2018
Director de Vialidad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF		7.022	7.022	-	-
Director de Vialidad Región del Bio Bio	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF		12.199	12.199	-	-
Hidroeléctrica Ñuble SpA	STC	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD		2.840.640	-	2.840.640	-
					Totales	2.859.861	19.221	2.840.640	-

27 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad y su filial 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\$1.055.850 (M\$914.192 en 2014).

28 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	68.238	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	3.814	413
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	10.465	12.435
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	Peso chileno	Dólar	19.424	-
Activos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	1.149.645	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			1.251.586	12.848
TOTAL ACTIVOS			1.251.586	12.848
PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	272.661	-
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Peso chileno	Dólar	457.667	-
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	27.239	56.987
Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	2.396	-
Provisiones Ctes por beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	37.430	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			797.393	56.987
PASIVOS NO CORRIENTES				
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	3.606	-
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			3.606	-
TOTAL PASIVOS			800.999	56.987

29 Hechos Posteriores

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la reforma tributaria de 2014. Mediante esta norma, se restringe el "Régimen de Renta Atribuida" a aquellas sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean exclusivamente personas naturales con domicilio o residencia en Chile y/o contribuyentes sin domicilio ni residencia en Chile afectos al impuesto global complementario y/o adicional, por otro lado, quedan obligadas a tributar con el "Régimen Parcialmente Integrado" las sociedades que estén constituidas por socios o accionistas que sean personas jurídicas. La Sociedad y su filial cumplen con este último requisito, quedando obligada a tributar con el "Régimen Parcialmente Integrado" a contar de esta Ley en comento.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sistema de Transmisión del Sur S.A.
Al 31 de diciembre de 2015

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-15 MM\$	dic-14 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	11.416	8.513	2.903	34%
Activos no corrientes	182.528	151.240	31.288	21%
Total activos	193.944	159.753	34.191	21%
Pasivos corrientes	56.934	50.772	6.162	12%
Pasivos no corrientes	22.172	21.115	1.057	5%
Patrimonio	114.838	87.866	26.972	31%
Total pasivos y patrimonio	193.944	159.753	34.191	21%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$34.191 respecto de diciembre de 2014, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$2.903 y en los Activos no corrientes de MM\$31.288.

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

- a) Aumento de Activos por impuestos de MM\$3.897, principalmente por mayor IVA crédito fiscal por recuperar en filial Sistema de Transmisión del Centro S.A (STC), producto de inversiones en líneas de Transmisión, que comenzarán a generar ingresos en 2017.
- b) Aumento en Inventarios (MM\$455) por incremento de materiales destinados a la Operación y mantenimiento del sistema de transmisión.

Lo anterior, compensado parcialmente por disminución en Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar (MM\$1.580), por reliquidación de peajes.



La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica por:

- a) Aumento en Activos intangibles distintos a la plusvalía (MM\$18.956), por incorporación de servidumbres en filial STC (adquirida en marzo de 2015).
- b) Aumento del ítem Propiedades, plantas y equipos (MM\$15.707), debido a la construcción de nuevas líneas y subestaciones.

Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución en Otros activos financieros (MM\$3.099) por utilización de remanente crédito fiscal.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$7.219, respecto de diciembre de 2014, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$6.162 y en los Pasivos no corrientes de MM\$1.057.

El aumento de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento de Otros pasivos financieros (MM\$1.120), por incremento del derivado de moneda tomado por la filial STC (cuya moneda funcional es dólar) con el fin de cubrir una parte importante del contrato de construcción de sus activos, que está indexado a UF.
- b) Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$1.910), principalmente por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra y quedaron provisionadas a pago para el año 2016.
- c) Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$3.304), por mayores préstamos de Matriz.

El aumento de los Pasivos no corrientes, se explica por aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$1.360), debido a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.



3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$26.972 respecto de diciembre de 2014, principalmente por el resultado del periodo (MM\$15.131), participación no controladora correspondiente al aporte de Eléctrica Puntilla S.A. al proyecto STC (MM\$11.091), ajuste de conversión de la filial STC (MM\$832), reversa de provisión de dividendos de diciembre 2014 (MM\$4.525), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo (MM\$4.546), derivado de flujo de caja perteneciente STC (MM\$427) y efecto de pérdidas actuariales (MM\$36) por cambio en la tasa de descuento de 5,94% a 5,1% nominal.

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-15	dic-14	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,2	0,2	19,6%
	Razón ácida (2)	Veces	0,2	0,1	18,3%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,7	0,8	-15,8%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	18,8	14,3	32%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	72,0%	70,6%	2%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	28,0%	29,4%	(4,6%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	15.318	16.694	(8,2%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	12,3	17,9	(31,3%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	30	20	45%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (9)	MM\$	22.166	21.990	1%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (10)	%	14,93%	18,55%	(19,5%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (11)	%	8,56%	9,55%	(10,4%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (12)	%	12,67%	13,95%	(9,2%)
	Utilidad por acción (13)	\$	0,062	0,062	0%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

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

(2) Razón Ácida:

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

(3) Deuda / Patrimonio:

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

(4) Cobertura Gastos Financieros:

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

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

(5) Deuda CP / Deuda Total:

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

(6) Deuda LP / Deuda Total:

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

(7) Rotación de Inventarios:

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

** Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Ebitda (12 meses móviles):

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

(10) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes de cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{\left[\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right] / 2}$$

(11) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes de cierre contable}} \right) \times \text{Ganancia (Pérdida)}}{\left[\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right] / 2}$$

(12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{Nº mes de cierre contable}} \right) \times \text{Resultado Bruto de la explotación}^*}{\left[(\text{Total PPE actual} + \text{Total PPE anterior}) / 2 \right]}$$

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(13) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-15	dic-14	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Ingresos de explotación	29.635	27.697	1.938	7%
Materias primas y consumibles utilizados	(466)	(299)	(167)	56%
Margen de contribución	29.169	27.398	1.771	6%
Gasto por beneficio a los empleados	(1.654)	(1.502)	(152)	10%
Otros gastos por naturaleza	(5.349)	(3.906)	(1.443)	37%
Resultado bruto de explotación	22.166	21.990	176	1%
Gasto por depreciación y amortización	(3.556)	(3.475)	(81)	2%
Resultado de explotación	18.610	18.515	95	1%
Resultado financiero	419	(194)	613	(316%)
Otras ganancias (pérdidas)	2	20	(18)	100%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	19.031	18.341	690	4%
Gasto por impuestos a las ganancias	(3.900)	(3.257)	(643)	20%
Ganancia (pérdida)	15.131	15.084	47	0%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto del ejercicio anterior, en MM\$95, lo que se explica principalmente por mayor Margen de contribución de MM\$1.771.

Esto debido a mayores ingresos en Trasmisión adicional (MM\$934) destinada a evacuación de energía de centrales generadoras y construcción de obras terceros por cierre de proyectos (MM\$1.004).

Cabe mencionar, que durante el 2014 se realizaron reliquidaciones de años anteriores por nuevas tarifas de Subtransmisión que afectaron positivamente el margen en MM\$2.875.

Todo lo anterior, compensado parcialmente por mayores costos en Otros gastos por naturaleza (MM\$1.443), principalmente por incremento de Costos por construcción y Mantenimiento de obras e instalaciones a terceros y Gastos por



beneficio del personal (MM\$152) por indexación por IPC y Otros costos del personal por incremento en la dotación promedio.

2) Resultado financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva (menor pérdida) de MM\$613 con respecto al año anterior, principalmente por:

- a) Aumento de los resultados (menor pérdida) por Ingresos financieros (MM\$475), relacionado con la recuperación del remanente crédito fiscal en STS, que está contabilizado con flujos descontados.
- b) Aumento de los resultados (menor pérdida) por Costos financieros (MM\$358), originado por menor deuda promedio.
- c) Lo anterior, compensado parcialmente con disminución de los resultados (menor ingreso) por Resultados por unidades de reajuste (MM\$235), originado por la variación del valor de la UTM, que afecta la actualización del remanente de crédito fiscal por recuperar.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2015 obtuvo utilidades por MM\$15.131, lo que implicó un aumento de MM\$47 respecto de diciembre 2014.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-15	dic-14	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	26.910	25.900	1.010	4%
de la Inversión	(27.000)	(19.081)	(7.919)	42%
de Financiación	84	(10.123)	10.207	(101%)
Flujo neto del período	(6)	(3.304)	3.298	(100%)
Variación en la tasa de cambio	(1)	(4)	3	0%
Incremento (disminución)	(7)	(3.308)	3.301	(100%)
Saldo Inicial	81	3.389	(3.308)	(98%)
Saldo Final	74	81	(7)	(9%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$74, menor respecto de diciembre de 2014.

El aumento del flujo neto (variación positiva) respecto del año anterior, se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo por Actividades de la operación, originado principalmente por menores pagos a: empleados, IVA (por utilización del Remante de Crédito Fiscal) e impuesto a la renta.
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo (variación negativa), por Actividades de inversión, originado por mayores compras de propiedades, planta y equipo.
- 3) Menor flujo negativo de efectivo (variación positiva), por Actividades de financiación, originado principalmente por mayores préstamos de entidades relacionadas y menores pagos de intereses en el periodo 2015.



IV. Mercados en que participa.

Al 31 de diciembre de 2015 no se aprecian variaciones significativas en los mercados en que participa STS.

La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, entre las cuales se encuentran Saesa, Frontel y cooperativas eléctricas. Las principales generadoras atendidas por STS son Puyehue y Capullo.

STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas. Estos servicios son remunerados mediante el pago de peajes por parte de los usuarios de dichas instalaciones de transmisión, cuyos valores, condiciones de aplicación y fórmulas de indexación están estipulados en el Decreto Supremo N°14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión, publicado en el Diario Oficial del 09 de abril de 2013.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Negocio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, 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 existen riesgos financieros, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo de fondos.

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de subtransmisión

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

Un nuevo proceso tarifario comenzó durante el 2009 (fija las tarifas para el período 2011-2014) y culminó con la publicación del respectivo Decreto Supremo N°14, el 9 de abril de 2013. Con ello, se aplicaron de manera retroactiva (desde el 1° de enero del 2011) los recargos fijados. Con posterioridad a la publicación del decreto tarifario de Subtransmisión, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos que permitieron 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 envió 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. Según o indicado en la Nota N°3, Marco Regulatorio, la aplicación del DS 14, decreto que estaba vigente hasta 2014, se extendió para todo el 2015.

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 de 2014. Luego de varios procesos de revisión, la CNE no ha comunicado el Informe Técnico preliminar sobre el cual las empresas propietarias, además de los usuarios e instituciones interesados puedan presentar discrepancias ante el Panel de Expertos, salvo unos documentos de trabajo previos.

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

2) Riesgo Financiero

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

La filial, opera un contrato, que contempla la ejecución y la puesta en servicio del “Sistema de Transmisión Adicional”, desde primer trimestre de 2015. Actualmente está en etapa de construcción, la que terminará en el último semestre de 2017, para luego comenzar la operación del sistema. El contrato se paga a través de peajes de transmisión que contienen el costo de la inversión y operación del activo mencionado.

Durante el proceso de construcción, los flujos de financiamiento del proyecto serán otorgados por la Sociedad. Una vez comenzada la operación, los flujos de la filial, que son generados por el sistema de transmisión indicado, tienen un perfil muy estable y de largo plazo, y tienen una alta indexación al dólar.

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

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

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

En la filial, el riesgo de tipo de cambio está dado principalmente por los cobros y pagos que se deben realizar en monedas distintas al dólar, que implica mantener cuentas por cobrar y pagar en pesos.

Al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de filial STC 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\$7.088, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

2.2) Riesgo Variación UF

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

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

La filial STC subcontrató para la construcción de su activo relevante a un EPC. Para evitar descalces entre los cobros que realizarán en pesos (indexados a la UF) el EPC y el valor en dólares, fijado para la inversión (que tiene retornos en esa última moneda), se ha tomado con el sistema financiero un instrumento derivado.

Así, la filial contrató un Cross Currency Swap (ver nota 14.2.7) 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\$
STC	30-03-2015	642,9	16.476.433

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

2.3) Riesgo Tasa de Interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad y su filial no poseen deuda con el sistema financiero.

2.4) Riesgo Liquidez

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

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

La matriz de la Sociedad y la Sociedad, cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2015, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

2.5) Riesgo de Crédito

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

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

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

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

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

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

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