



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	39
Gestión Financiera	44
Información Financiera	47

Hechos Relevantes	48
Empresas Filiales	49
Información Resumida de Negocios Conjuntos	65
Estados Resumidos	69
Estados Financieros	74

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	Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Nombre de Fantasía	Saesa
Rol Único Tributario	76.073.162-5
Domicilio Legal	Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago
Domicilio Comercial	Bulnes 441, Osorno
Fono	(2) 24147010
Fax	(2) 24147009
Correo Electrónico	infoinversionistas@saesa.cl
Sitio web	www.gruposaesa.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385382 / (64) 2385383
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada
Inscripción Registro de Valores	Nº 1072
Fecha Inscripción Registro de Valores	19/05/2011
Documentos Constitutivos	Constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.007 N°31.134 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

Antecedentes Relevantes

Antecedentes Financieros Consolidados

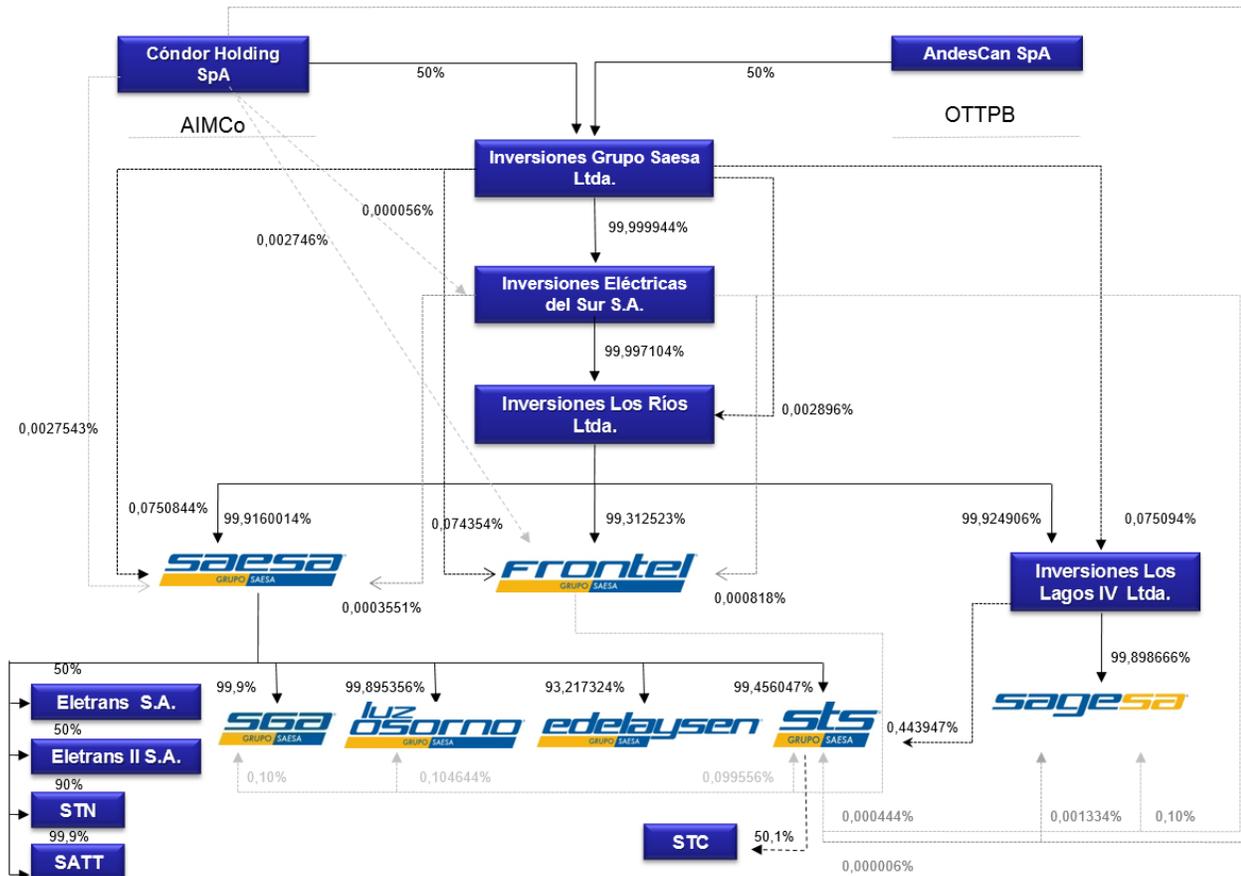
	MM\$	MM\$
	2015	2014
Ingresos	328.154	310.968
Margen Bruto	110.071	108.399
Ganancia	21.680	27.798
Activos	787.960	758.986
Pasivos	372.951	352.965
Patrimonio	415.010	406.022
Inversiones	64.762	35.048
EBITDA	57.206	62.089

Cifras Operacionales Individuales

	2015	2014
Venta de Energía (GWh)	2.127	2.071
Clientes (Miles)	398	384
Trabajadores	394	363
Líneas AT (km)	155	155
Líneas MT (km)	11.709	11.626
Líneas BT (km)	9.322	8.908
MVA Instalados MT/BT)	494	477

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

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

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2015, el número de accionistas de Saesa alcanzaba a 151, siendo los doce mayores los siguientes:

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

Durante el año 2015 un socio minoritario efectuó traspaso de acciones a otra sociedad.

Las acciones de la Sociedad se distribuyen en dos series: Serie "A", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias; y Serie "B", con todos los derechos que confiere la ley a las acciones ordinarias, pero que tienen, además, una preferencia, consistente en que el Directorio de la Sociedad deberá citar a Junta Ordinaria o Extraordinaria de Accionistas cuando así lo solicite el 5% de las acciones emitidas de esta serie, y una limitación, consistente en que estas acciones no tendrán derecho a participar en las elecciones de Directores de la Sociedad. La duración de las acciones Serie A y Serie B es de cien años a contar del día 31 de julio de 2008.

Acuerdos Conjuntos

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

Gobierno Corporativo

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

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

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

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	4	2	6
41 y 50	16	1	17
51 y 60	5	-	5
61 y 70	2	-	2
> 70	-	-	-
Antigüedad (años)			
< 3	4	-	4
3 y 6	5	-	5
6 y 9	2	-	2
9 y 12	3	1	4
> 12	13	2	15
Nacionalidad			
Chilena	25	3	28
Extranjera	2	-	2

c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización		
<u>Rango de edades (años)</u>	Hombres	Mujeres	Total
< 30	46	11	57
30 y 40	134	36	170
41 y 50	74	15	89
51 y 60	30	6	36
61 y 70	10	1	11
> 70	-	-	-
<u>Antigüedad (años)</u>			
< 3	58	17	75
3 y 6	66	19	85
6 y 9	17	6	23
9 y 12	30	13	43
> 12	123	14	137
<u>Nacionalidad</u>			
Nacionalidad Chilena	292	69	361
Extranjera	2	-	2

Diversidad	Directorio		Gerencia General y otras		Organización		Total		% Representatividad	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres
<u>Rango de edades (años)</u>										
< 30	-	-	-	-	46	11	46	11	11,5%	2,7%
30 y 40	1	1	4	2	134	36	139	39	34,7%	9,7%
41 y 50	3	-	16	1	74	15	93	16	23,2%	4%
51 y 60	1	-	5	-	30	6	36	6	9%	1,5%
61 y 70	1	-	2	-	10	1	13	1	3,2%	0,2%
> 70	1	-	-	-	-	-	1	-	0,2%	-
<u>Antigüedad (años)</u>										
< 3	2	-	4	-	58	17	64	17	16%	4,2%
3 y 6	4	-	5	-	66	19	75	19	18,7%	4,7%
6 y 9	1	1	2	-	17	6	20	7	5%	1,7%
9 y 12	-	-	3	1	30	13	33	14	8,2%	3,5%
> 12	-	-	13	2	123	14	136	16	33,9%	4%
<u>Nacionalidad</u>										
Chilena	4	-	25	3	292	69	321	72	80%	18%
Extranjera	3	1	2	-	2	-	7	1	1,7%	0,2%
							401 (*)			

(*): Incluye directores

d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)		
	Femenino	Masculino	Diferencia
Administrativos	102,71%	100%	2,71%
Enc. Unidad	71,27%	100%	-28,73%
Jefes de Área	111,12%	100%	11,12%
Linieros	N.A.	100%	N.A
Profesionales	95,74%	100%	-4,26%
Secretaria	100%	N.A	N.A
Supervisores	N.A.	100%	N.A
Técnicos	82,36%	100%	-17,64%
Ejecutivos	82,00%	100%	-18,00%

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

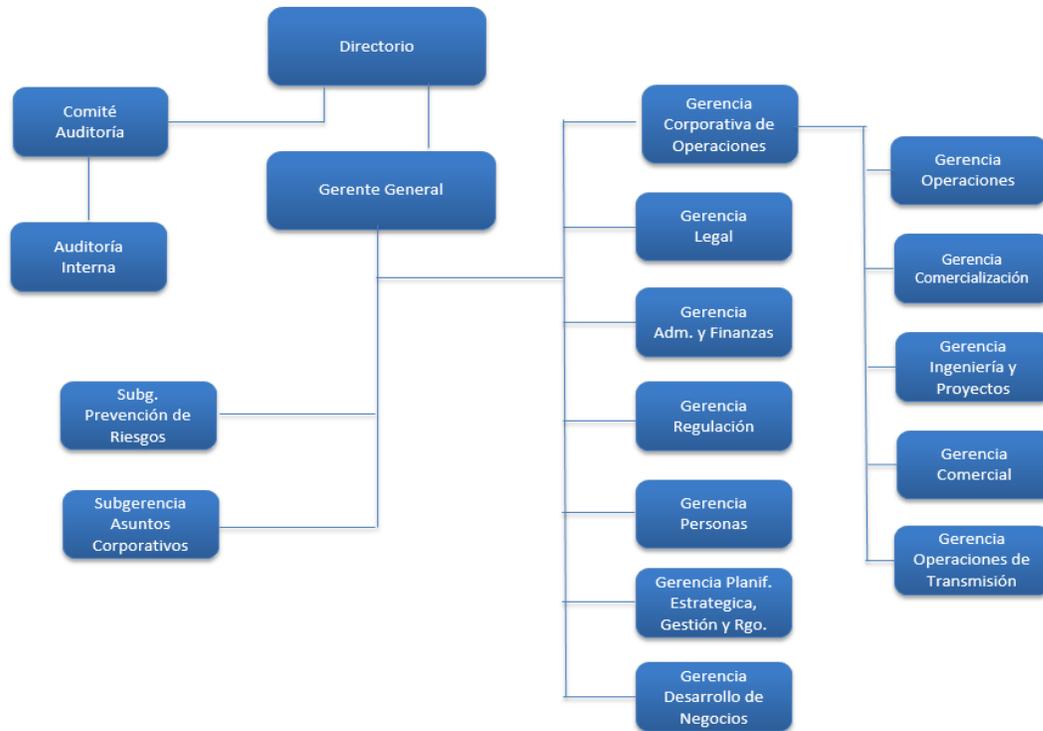
Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial RUT 6.379.874-6 / Fecha nombramiento 01 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de 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 Electricista 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

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



Marcha de la Empresa

Qué hicimos en el 2015?

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 6to 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 las regiones de La Araucanía y Los Ríos, logró recolectar y efectuar disposición final de 1,5 toneladas de desechos desde escuelas y liceos.

El compromiso medioambiental desde la operación de la Compañía, 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 la limpieza 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 dio inicio al proyecto “Escuela de Formación de Linieros”, dedicado a buscar y formar 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 es 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, persevere 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 costo 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, con un 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 Bagueles

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 una 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 procesos 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% gracias a 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 concesión donde participa el Grupo SAESA.

Gracias al compromiso de 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

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

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

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

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

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

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

Se obtiene un contrato por MUF 1.800, para el refinanciamiento del 100% de la amortización de los actuales bonos de largo plazo de Saesa. En diciembre se materializa la primera colocación de MUF 300.

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

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

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

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

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

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

- 2011:** La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).
- 2012:** En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Alliende Arriagada. En septiembre fue inaugurado, junto al Ministro de Energía, Jorge Bunster, el Proyecto Puyehue Rupanco. En diciembre la Compañía colocó bonos de MUF 2.500 para financiamiento de sus pasivos financieros.
- 2013:** En el mes de junio, nuevamente el consorcio conformado por Saesa y Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial al que pertenece Saesa) adjudicándose 2 nuevos proyectos de transmisión troncal. Posteriormente constituyen la Sociedad Eletrans II.
- En el mes de diciembre, entró en servicio el denominado proyecto Chiloé que contempló la ampliación de las instalaciones de 110 a 220 kV y aumento de la capacidad de suministro hacia la Isla de Chiloé de 55 a 110 MVA.
- 2014:** En el mes de septiembre se constituyó la Sociedad “Sistema de Transmisión del Norte S.A”, posicionándose en el norte del país.
- En el mes de noviembre se realizó una colocación de bonos en el mercado local por MUF 2.000 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.
- 2015:** 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.
- En diciembre fue la puesta en Marcha de la línea de transmisión que une Copiapó con Diego de Almagro que se extienden entre la subestación Cardones, ubicada a 15 kilómetros al sur de Copiapó, y la subestación Diego de Almagro. Esta obra, a cargo del consorcio Eletrans, conformado por Saesa y Chilquinta, tiene una extensión de 156 kilómetros y significó una inversión de USD 70 millones.

Descripción del Sector Eléctrico en Chile

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

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

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

En Chile existen 2 grandes sistemas eléctricos independientes 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: 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.
- 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 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.

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

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

a) *Clientes Regulados*

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW (y posteriormente inferior a 5 MW) se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- Valor Agregado de Distribución (“VAD”): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se

asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

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

b) Clientes Libres

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

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

Actividades de la Sociedad

Saesa es la principal filial del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Saesa distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, región de La Araucanía, y Palena, región de Los Lagos. En forma individual atiende a más 398 mil clientes.

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

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

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

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

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

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

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. 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 de la Comisión, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 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, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

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

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor, Saesa realizó inversiones por un monto de \$13.987 millones durante el año 2015.

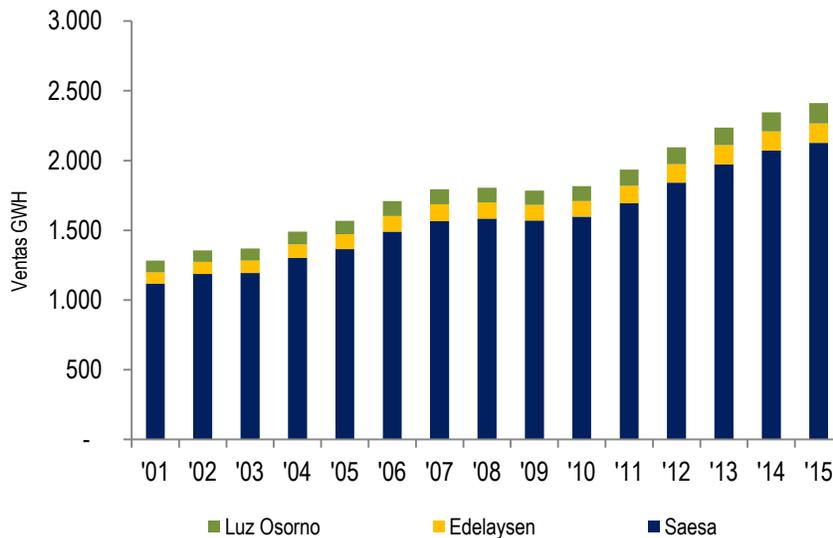
Saesa representa un 67% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

Transacciones con partes relacionadas

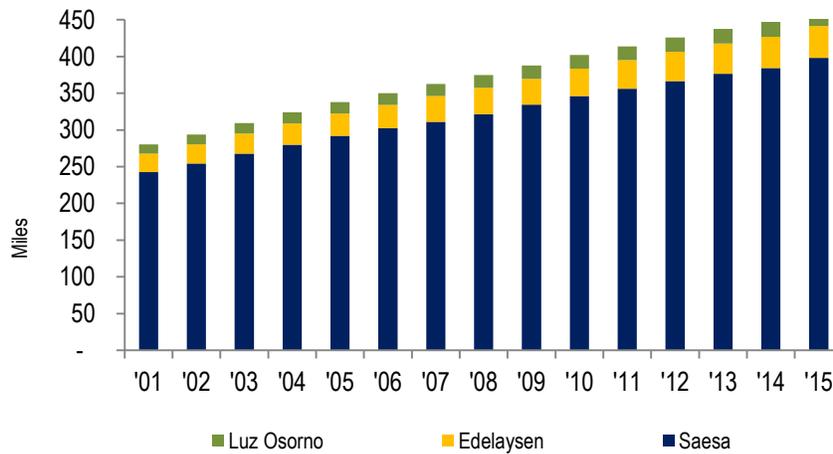
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

Las ventas de energía durante el 2015, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 2.413 GWh:



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 462 mil clientes, lo que representa un aumento de un 1.7% respecto del año 2014.



Concesiones

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2015, Saesa y sus filiales tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

	N° Decretos	Superficie (km2)
Saesa	118	15.031
Edelaysen	3	605
Luz Osorno	11	4.360
Total	132	19.996

Proveedores y Clientes principales

Durante el ejercicio 2015, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje) cada uno con más del 10% de representatividad en las distribuidoras Saesa y Luz Osorno. En el caso de SGA, Gener constituye el 10,5% del suministro.

Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la Compañía. En STS, empresa dedicada principalmente a la transmisión, el 97,5% de los ingresos los concentra Endesa y Colbún, aproximadamente con un 51,1% y 46,4 % respectivamente. En el caso de SGA, empresa comercializadora, el 55,9% de sus ingresos, los concentra Endes y Pacific Hidro, con un 40,5% y 15,4% respectivamente.

Inversiones

El Grupo Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Edelaysen, Luz Osorno y STS

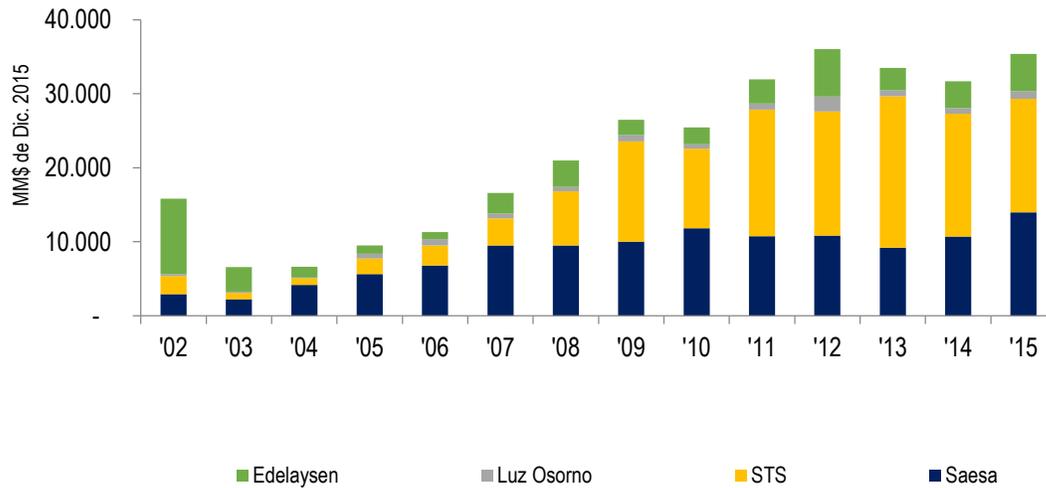
El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones bordea los MM\$ 40.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2015, se destaca la puesta en servicio de los proyectos de pérdidas técnicas, que buscan disminuir las pérdidas de la red de media tensión, a través de la creación de nuevos puntos de suministro que a la fecha han significado una inversión en obras de subtransmisión por aproximadamente MM\$ 4.000. Además, se suma la entrada en servicio de la nueva Subestación Pichil, con una inversión de MM\$ 3.900

Otra obra relevante en ejecución, es el proyecto Puyehue-Rupanco, que contempla la construcción de líneas y subestaciones para evacuación de centrales hidroeléctricas de pasada en el sector. A la fecha se han desembolsado aproximadamente MM\$ 31.000 y se estima finalice el 2016 con un saldo por invertir de aproximadamente MM\$ 4.000.

Se destacan nuevos proyectos en ejecución en la zona norte y centro del país, como son los proyectos Paranal-Armazones, SitraMel y Ñuble.

La inversión total del año 2015 fue de aproximadamente MM\$ 35.300.



Propiedades e Instalaciones

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

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé	155 Líneas AT (km)
			11.709 Líneas MT (km)
			9.322 Líneas BT (km)
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente	494 MVA (MT/BT)
			3.740 Líneas MT (km) 678 Líneas BT (km) 60 MVA (MT/BT)
STS	Subestacion Melipulli	Puerto Montt	240 MVA
	Subestacion Osorno	Osorno	70 MVA
	Subestacion Picarte	Valdivia	60 MVA
	Subestacion Valdivia	Valdivia	120 MVA
	Subestación Cholguán	Cholguán	50 MVA
	Subestación La unión	La Unión	42 MVA
	Subestacion Degan	Cruce Dalcahue, Chiloé	40 MVA
	Subestación Barro Blanco	Osorno	30 MVA
	Subestacion Los Lagos	Los Lagos	16 MVA
	Otras Subestaciones	Distintas localidades entre las Provincias de Nuble y Chiloé	1.129 MVA

Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	11,7 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	11 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9,3 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	8,6 MW
	Otras Centrales	Coyhaique	16,5 MW
	Central Cañete	Cañete	4,8 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades entre las Provincias de Nuble y Chiloé	74,3 MW

Calidad de Servicio

El Grupo SAESA en el espíritu de su visión que es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país, a través de un trabajo fundamentado en el compromiso con nuestros clientes es que en el año 2015, alcanzó un 1,5% de clientes con calidad Subestandar, a diferencia de años anteriores este resultado incluye los efectos de los temporales en las diversas zonas de concesión, cabe destacar que la SEC mensualmente comenzó a clasificar las interrupciones postuladas por fuerza mayor.

Lo anterior significa una evolución en calidad de servicio, considerando el 51% de clientes fuera de estándar registrado en el año 2010 al 1,5% obtenido en 2015, resultado que refleja el esfuerzo y compromiso del equipo de trabajo que conforma el Grupo SAESA, obteniendo históricamente en materia de calidad de servicio índices que van a la par con el ente regulador. Por otra parte, hemos igualado los excelentes resultados obtenidos en el año 2014, lo cual evidencia el compromiso del Grupo Saesa de alcanzar el objetivo estratégico de convertirse en “La Mejor Empresa del Sur de Chile”.

Inversiones Productivas

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

Las Instalaciones de Saesa y sus filiales son las siguientes:

	2015
Líneas Alta Tensión (km)	1.263
Líneas Media Tensión (km)	17.318
Líneas Baja Tensión (km)	10.985
MVA Instalados MT/BT	592

Transmisión

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

	STS	Saesa	Edelaysen	Total
Lineas AT (km)	780	155	328	1.263
MVA Instalados 220-110-66 kV	730	-	-	730
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	902	-	-	902

Adicionalmente, la filial STS opera instalaciones de terceros correspondientes a 38,3 km de líneas AT.

Sistemas Aislados

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

Un hecho relevante es que durante 2015 se inició la generación de forma paulatina del proyecto de las 11 islas.

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

Empresa	Sistemas Aislados	Ventas energía (MWh)	Clientes
Saesa	Ayacara	586	529
	Isla Tac	61	86
	Isla Alao	3	139
	Isla Quenac	10	154
	Isla Caguach	13	136
	Isla Llingua	2	113
	Isla Meulin	22	242
	Isla Quehui	45	313
Edelaysen	Cisnes	3.972	1.181
	Huichas	697	475
	Villa O´ Higgins	579	301
	Amengual- La Tapera	202	270
Total		6.192	3.939

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.

Sin embargo, SGA mantiene un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos. Por cada peso de diferencia entre precio de nudo y costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de M\$2.400 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente. La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo

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, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen. La Autoridad, además de fijar tarifas, dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Los riesgos de este negocio están ligados al marco regulatorio actual, donde la Autoridad fija las tarifas luego de un proceso que busca el óptimo de operación e inversión en cada sistema, fijando tarifas que permitan la recuperación de la inversión inicial y los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados.

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

Riesgos de Mercado

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

En la actualidad el 98% 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 2015 asciende a MM\$21.370

Dividendos

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

Dividendo	Fecha de pago	\$ por acción moneda histórica	Imputado ejercicio
Final N°5	29-5-13	0,00166567	2012
Final N°6	28-5-14	0,00089842	2013
Final N°7	27-05-15	0,00295712	2014

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2015:	
A pagar dividendo final N° 8	21.369.656
Utilidad a distribuir	21.369.656

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 8 de \$ 0,0023729877 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.15. Este dividendo representa un 100 % de la utilidad.

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2015 ascendía a M\$ 304.501.634 distribuido en 9.005.380.049.737 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2015 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	304.501.634
Ganancias (pérdidas) acumuladas	56.470.705
Otras reservas	22.092.945
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	383.065.284

Remuneración del Directorio y ejecutivos principales

Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 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 correspondía por el ejercicio 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					Total	Año 2014
	Saesa	STS	Edelayesen	Luz Osorno	SGA		
Jorge Lesser G.	22.766	1.371	1.370	1.371	1.371	28.249	29.555
Iván Díaz M.	22.766	1.371	1.370	1.371	1.371	28.249	29.555
Total	45.532	2.742	2.740	2.742	2.742	56.498	59.110

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.	1.913	-
Iván Díaz M.	1.913	-
Total	3.826	-

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

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 matriz y sus filiales.

Ejecutivos principales

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen un Gerente General, nueve Gerentes de Área y 21 Subgerentes. En 2014, un Gerente General, ocho Gerentes de Área y 21 Subgerentes.

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

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

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la Sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2015:

MM\$	Año 2015				Año 2014
	Saesa	STS	Edelaysen	Total	
Remuneraciones Fijas	2.772	49	126	2.947	2.545
Incentivos variables	1.408	18	17	1.443	1.259
Totales	4.180	67	143	4.390	3.804

En el año 2015 las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales ascendieron a MM\$ 101. Durante 2014, ascendieron a MM\$ 454.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	Total
Gerentes y Ejecutivos Principales	30	1	1	0	32
Profesionales y técnicos	227	61	51	17	356
Administrativos y electricistas	137	8	17	7	169
Total	394	70	69	24	557

Información Financiera

Políticas de Inversión y Financiamiento

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

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

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad matriz. 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.

Empresas Filiales

Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 13.694.783

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



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

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

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

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.

Antecedentes Financieros (en MM\$)

	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	79.105	71.887
Patrimonio	114.838	87.866
Inversiones	15.319	16.604
EBITDA	22.262	21.990

Cifras 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

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., Edelayesen

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 37.005.894

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



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

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

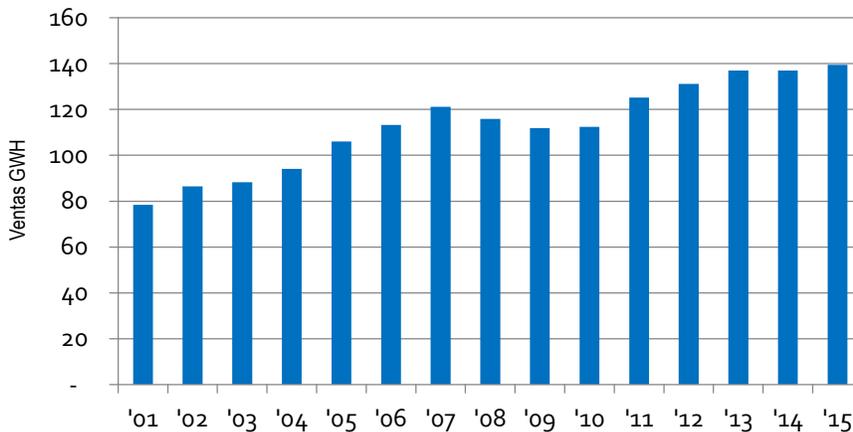
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM\$ 5.038 durante el año 2015.

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

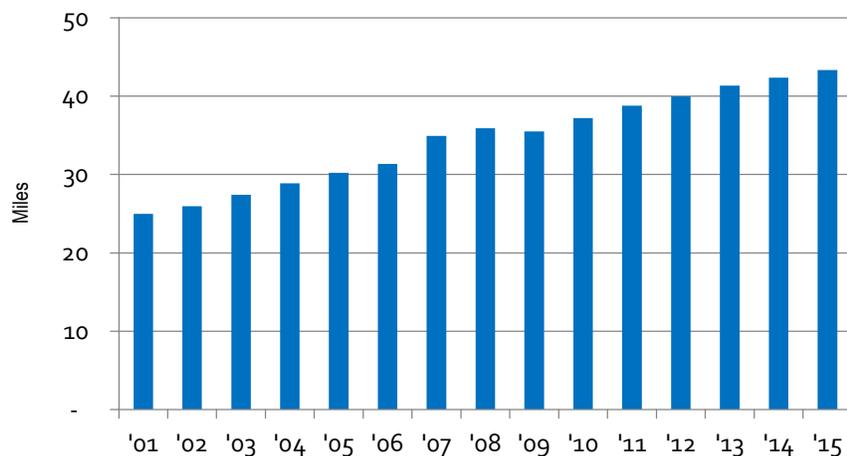
Transacciones con partes relacionadas

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

Las ventas de energía durante el 2015 alcanzaron a 140 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 43 mil clientes.



Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2015	2014
Ingresos	19.697	19.938
Margen Bruto	13.056	13.701
Ganancia	3.930	5.056
Activos	84.236	80.410
Pasivos	12.182	11.021
Patrimonio	72.254	69.389
Inversiones	5.038	3.627
EBITDA	6.750	7.628

Cifras Operacionales

	2015	2014
Venta de Energía (GWh)	140	137
Clientes (Miles)	43	42
Trabajadores	69	66
Líneas AT (km)	328	327
Líneas MT (km)	1.869	1.832
Líneas BT (km)	985	974
MVA Instalados (MT/BT)	38	37

	Cantidad de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	1,98
Hidroeléctrica	7	25,14
Diesel	18	29,92
Total	26	59,09

Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 10.557.505

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



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

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

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

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. 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, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 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, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

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

En el ejercicio 2015 se efectuaron inversiones por MM\$1.035, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

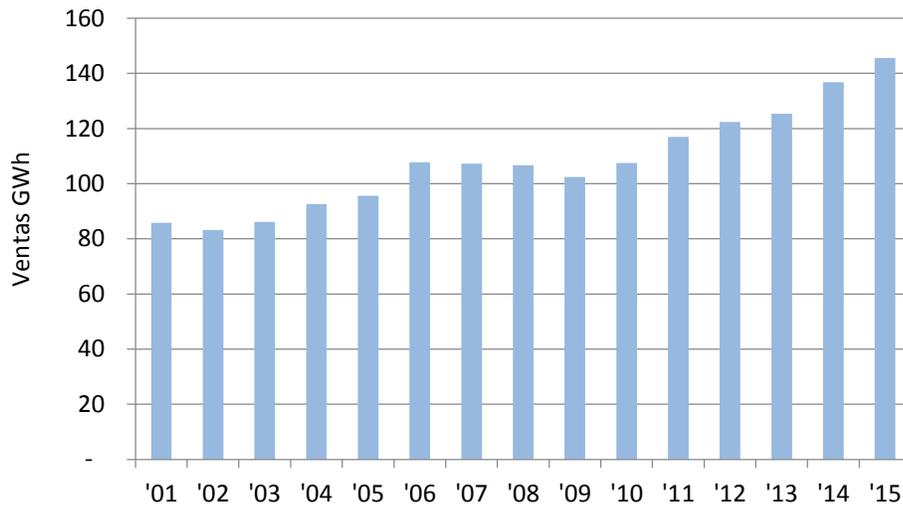
Luz Osorno representa un 2,3% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

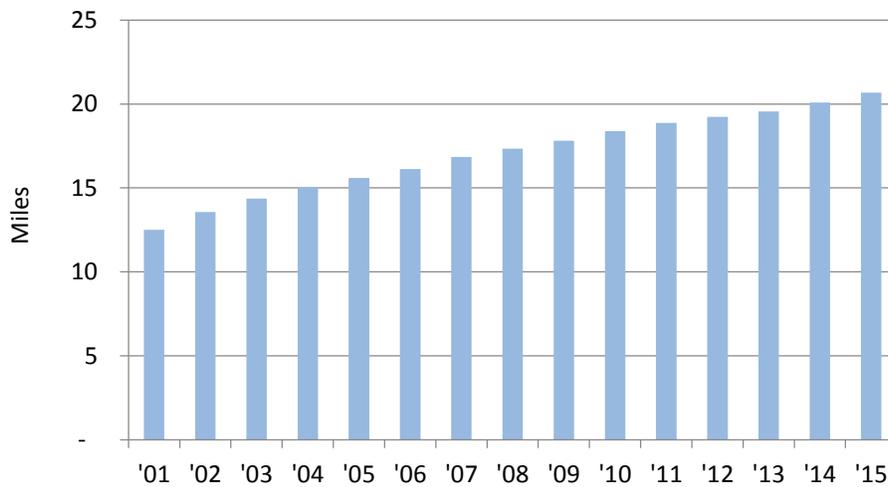
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

Las ventas de energía durante el 2015 alcanzaron a 146 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 21 mil clientes



Antecedentes Financieros

	2015	2014
Ingresos	16.588	16.647
Margen Bruto	5.307	5.151
Ganancia	2.234	2.322
Activos	24.151	22.798
Pasivos	8.217	6.820
Patrimonio	15.934	15.978
Inversiones	1.035	779
EBITDA	3.690	3.534

Cifras Operacionales

	2015	2014
Venta de Energía (GWh)	146	137
Clientes (Miles)	21	20
Trabajadores	24	27
Líneas MT (km)	3.740	3.736
Líneas BT (km)	678	670
MVA Instalados (MT/BT)	60	59

Sociedad Generadora Austral S.A., SGA

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 3.160.921

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



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

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

En el ejercicio 2015, la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$ 471.

SGA representa un 0,76% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

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

Por otro lado, los préstamos en cuentas corrientes, pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

Estados Resumidos de SGA

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

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	6.618.080	9.991.463
Activos No Corrientes	148.816	128.520
Total Activos	6.766.896	10.119.983

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	1.592.630	1.728.688
Pasivos No Corrientes	-	-
Total Pasivos	1.592.630	1.728.688
Total Patrimonio Neto	5.174.266	8.391.295
Total Patrimonio Neto y Pasivos	6.766.896	10.119.983

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

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Margen Bruto	506.098	1.622.413
Ganancia Antes de Impuesto	(499.827)	(682.053)
Impuesto a las Ganancias	(109.538)	(302.272)
Ganancia	(609.365)	379.781

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	352.442	856.495
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	5.275.737	1.900.707
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.000.000)	(1.500.000)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	3	2
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.628.182	1.257.204
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	3.310.186	2.052.982
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	4.938.368	3.310.186

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	8.391.295	8.182.607
Cambios en Patrimonio	(3.217.029)	208.688
Saldo Final Período Actual	5.174.266	8.391.295



Sistema de Transmisión del Norte S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 298.943

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

Directores:

Francisco Alliende Arriagada / Rut 6.379.874-6

Víctor Vidal Villa / Rut 9.987.057-5

Charles Naylor Del Rio / Rut 7.667.414-0

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

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

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

Transacciones con partes relacionadas

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

Estados Resumidos Sistema de Transmisión del Norte S.A.

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	6.046.783	3.268.529
Activos No Corrientes	35.808.886	3.464.459
Total Activos	41.855.669	6.732.988

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	42.313.071	6.842.271
Pasivos No Corrientes	5.824	-
Total Pasivos	42.318.895	6.842.271
Total Patrimonio Neto	(463.226)	(109.283)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	41.855.669	6.732.988

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

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Margen Bruto	(51.937)	-
Ganancia Antes de Impuesto	(162.756)	(53.288)
Impuesto a las Ganancias	33.918	14.359
Ganancia	(128.838)	(38.929)

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	(87.179)	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(33.017.874)	(35.721)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	30.823.615	2.664.569
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	26.301	29.843
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(2.255.137)	2.658.691
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	2.658.691	-
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	(63.525.114)	2.658.691

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	(109.283)	298.943
Cambios en Patrimonio	(353.943)	(408.226)
Saldo Final Período Actual	(463.226)	(109.283)

SATT Sociedad Austral de Transmisión Troncal

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 354.377

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100 % (Indirecta)

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron 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.

SATT representa un 0,05% del activo de Saesa.

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

	31-dic-15
M\$	
ACTIVOS	
Activos Corrientes	355.790
Activos No Corrientes	-
Total Activos	355.790

	31-dic-15
M\$	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	
Pasivos Corrientes	318
Pasivos No Corrientes	-
Total Pasivos	318
Total Patrimonio Neto	355.472
Total Patrimonio Neto y Pasivos	355.790

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

	31-dic-15
M\$	
Margen Bruto	-
Ganancia Antes de Impuesto	-
Impuesto a las Ganancias	(318)
Ganancia	(318)

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

	31-dic-15
M\$	
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	354.377
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1.413
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.413
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	355.790
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	355.790

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

	31-dic-15
M\$	
Saldo Inicial Reexpresado	354.377
Cambios en Patrimonio	1.095
Saldo Final Período Actual	355.472

Información Resumida de Negocios Conjuntos

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

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

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

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

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

Directorio:

Directores Titulares: Juan Ignacio Parot Becker, Rut 7.011.905-6, Presidente / Carlos Mauer Diaz Barriga, Rut Extranjero, Vicepresidente / Waldo Fortín Cabezas, Rut 4.556.889-K / Francisco Mualim Tietz, Rut 6.139.056-1 / Francisco Alliende Arriagada, Rut 6.379.874-6 / Allan Hughes García, Rut 8.293.378-6.

Directores Suplentes:

Jorge Lesser García-Huidobro, Rut 6.443.633-3 / Marcelo Luengo Amar, Rut 7.425.589-2 / Víctor Vidal Villa, Rut 9.987.057-5 / Ben Kawkins, Extranjero/ Manuel Becerra, Rut Extranjero / Alberto Abreu, Rut Extranjero.

Objeto Social

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

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

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

Estado de Situación Financiera ELETRANS S.A.

ACTIVOS	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	15.264,75	6.125,87	10.840.415	3.716.872
ACTIVOS NO CORRIENTES	92.067,10	54.294,15	65.382.372	32.942.976
TOTAL ACTIVOS	107.331,85	60.420,02	76.222.787	36.659.848

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	3.761,88	6.008,41	2.671.537	3.645.603
PASIVOS NO CORRIENTES	119.758,78	66.009,86	85.047.895	40.051.483
PATRIMONIO	(16.188,81)	(11.598,25)	(11.496.645)	(7.037.238)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	107.331,85	60.420,02	76.222.787	36.659.848

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$

Ingresos actividades ordinarias	935,06	-	658.644	-
Otros ingresos	11,17	17,04	7.476	9.496
Otros gastos, por naturaleza	(544,07)	(456,54)	(362.303)	(261.687)

Ingresos financieros	37,55	160,99	25.564	89.395
Costos financieros	(4.399,14)	(569,62)	(2.832.879)	(279.297)
Diferencias de cambio	(8.443,67)	(3.482,33)	(5.558.784)	(1.877.245)
Resultado por unidades de reajuste	96,51	-	60.901	-

Pérdida, antes de impuestos	(12.306,59)	(4.330,46)	(8.001.381)	(2.319.338)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	3.058,11	814,57	1.989.964	431.895
Pérdida procedente de operaciones continuadas	(9.248,48)	(3.515,89)	(6.011.417)	(1.887.443)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(9.248,48)	(3.515,89)	(6.011.417)	(1.887.443)

Estado del Resultado Integral	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$

Pérdida	(9.248,48)	(3.515,89)	(6.011.417)	(1.887.443)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	6.382,04	(3.608,37)	3.295.323	(2.789.542)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	6.382,04	(3.608,37)	3.295.323	(2.789.542)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(1.723,15)	721,67	(889.737)	557.908
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(1.723,15)	721,67	(889.737)	557.908
Otro Resultado Integral	4.658,89	(2.886,70)	2.405.586	(2.231.634)
Resultado Integral Total	(4.589,59)	(6.402,59)	(3.605.831)	(4.119.077)

Estado de Situación Financiera ELETRANS II S.A.

ACTIVOS	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	4.919,30	14.473,18	3.493.490	8.781.602
ACTIVOS NO CORRIENTES	28.106,46	14.417,97	19.960.084	8.748.103
TOTAL ACTIVOS	33.025,76	28.891,15	23.453.574	17.529.705

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	580,60	28.794,93	412.319	17.471.324
PASIVOS NO CORRIENTES	39.380,20	3.543,19	27.966.243	2.149.830
PATRIMONIO	(6.935,04)	(3.446,97)	(4.924.988)	(2.091.449)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	33.025,76	28.891,15	23.453.574	17.529.705

Estado de Resultados Integrales	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al
Ganancia (pérdida)	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$

Otros ingresos	-	27,15	-	16.310
Otros gastos, por naturaleza	(190,83)	(184,16)	(120.492)	(109.160)

Ingresos financieros	207,94	309,01	132.563	177.664
Costos financieros	(465,94)	(451,74)	(302.254)	(246.604)
Diferencias de cambio	(943,25)	(2.135,53)	(636.308)	(1.216.061)
Resultado por unidades de reajuste	85,57	-	54.000	-

Pérdida, antes de impuestos	(1.306,51)	(2.435,27)	(872.491)	(1.377.851)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	350,00	500,55	233.677	283.225
Pérdida procedente de operaciones continuadas	(956,51)	(1.934,72)	(638.814)	(1.094.626)
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(956,51)	(1.934,72)	(638.814)	(1.094.626)

Estado del Resultado Integral	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$

Pérdida	(956,51)	(1.934,72)	(638.814)	(1.094.626)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(3.427,46)	(2.830,81)	(2.805.922)	(1.299.734)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(3.427)	(2.830,81)	(2.805.922)	(1.299.734)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	925,41	764,32	757.599	350.928
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	925,41	764,32	757.599	350.928
Otro Resultado Integral	(2.502,04)	(2.066,49)	(2.048.323)	(948.806)
Resultado Integral Total	(3.458,55)	(4.001,21)	(2.687.137)	(2.043.432)

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

Sociedad Austral de Electricidad S.A. y sus Filiales
Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	137.165.786	176.915.830
Activos No Corrientes	650.794.663	582.070.561
Total Activos	787.960.449	758.986.391

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	171.805.649	156.274.507
Pasivos No Corrientes	201.145.293	196.690.218
Total Pasivos	372.950.942	352.964.725
Total Patrimonio Neto	415.009.507	406.021.666
Total Patrimonio Neto y Pasivos	787.960.449	758.986.391

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

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Margen Bruto	110.070.708	108.398.876
Ganancia Antes de Impuesto	28.545.054	33.990.024
Impuesto a las Ganancias	(6.865.213)	(6.192.325)
Ganancia	21.679.841	27.797.699

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	70.037.577	39.362.426
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(80.925.613)	(38.053.115)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(27.868.463)	39.425.720
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	193.653	30.086
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(38.562.846)	40.765.117
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	60.552.134	19.787.017
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	21.989.288	60.552.134

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	406.021.666	389.095.730
Cambios en Patrimonio	8.987.841	16.925.936
Saldo Final Período Actual	415.009.507	406.021.666

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	56.933.939	50.771.519
Pasivos No Corrientes	22.171.728	21.115.069
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)	(3.257.803)
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

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelaysen
Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	24.265.676	22.180.413
Activos No Corrientes	59.969.944	58.229.582
Total Activos	84.235.620	80.409.995

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.631.415	4.489.449
Pasivos No Corrientes	6.550.701	6.531.764
Total Pasivos	12.182.116	11.021.213
Total Patrimonio Neto	72.053.504	69.388.782
Total Patrimonio Neto y Pasivos	84.235.620	80.409.995

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

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Margen Bruto	13.055.790	13.700.891
Ganancia Antes de Impuesto	4.602.045	5.761.966
Impuesto a las Ganancias	(671.613)	(705.861)
Ganancia	3.930.432	5.056.105

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	8.606.016	7.714.742
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(3.699.987)	(5.205.530)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.516.925)	(1.442.747)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	35.160	2
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	3.424.264	1.066.467
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	5.268.547	4.202.080
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	8.692.811	5.268.547

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	69.388.782	67.307.169
Cambios en Patrimonio	2.664.772	2.081.613
Saldo Final Período Actual	72.053.504	69.388.782

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno
Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2015 y 2014)

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.188.397	6.799.826
Activos No Corrientes	15.962.839	15.997.808
Total Activos	24.151.236	22.797.634

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	6.945.854	5.589.735
Pasivos No Corrientes	1.271.151	1.230.113
Total Pasivos	8.217.005	6.819.848
Total Patrimonio Neto	15.934.231	15.977.786
Total Patrimonio Neto y Pasivos	24.151.236	22.797.634

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

	31-dic-15	31-dic-14
M\$		
Margen Bruto	5.306.913	5.150.845
Ganancia Antes de Impuesto	2.783.182	2.766.558
Impuesto a las Ganancias	(549.526)	(444.945)
Ganancia	2.233.656	2.321.613

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	3.268.088	354.174
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	1.094.677	(936.171)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(696.217)	(461.572)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	0	(7)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.477.194	(1.043.576)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	420.445	1.464.021
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	1.897.639	420.445

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	15.977.786	15.916.010
Cambios en Patrimonio	(43.555)	61.776
Saldo Final Período Actual	15.934.231	15.977.786

Estados Financieros

Estados Financieros Consolidados

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

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

En miles de pesos – M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Sociedad Austral de Electricidad 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 Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados 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 con 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 Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales 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.

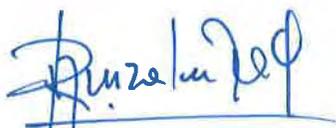
Base de contabilización

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

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 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	21.989.288	60.552.134
Otros activos no financieros corrientes		806.909	579.702
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	87.673.050	99.677.686
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	7	2.374.626	2.596.731
Inventarios corrientes	8	12.082.594	10.483.915
Activos por impuestos corrientes, corriente	9	12.239.319	3.025.662
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.		137.165.786	176.915.830
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		137.165.786	176.915.830
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	5	2.381.368	5.479.871
Otros activos no financieros no corrientes		155.606	141.828
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	10.494.203	11.361.669
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	10	44.225.534	24.344.968
Plusvalía	11	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	12	408.772.722	356.634.655
Activos por impuestos diferidos	13	10.349.224	9.691.564
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		650.794.663	582.070.561
TOTAL ACTIVOS		787.960.449	758.986.391

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	14	11.319.463	9.493.092
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	49.437.692	43.950.444
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	7	80.615.954	72.246.641
Otras provisiones corrientes	17	1.671.143	205.587
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	9	2.250.072	3.174.313
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	4.581.538	4.383.028
Otros pasivos no financieros corrientes	18	21.929.787	22.821.402
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		171.805.649	156.274.507
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		171.805.649	156.274.507
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	14	158.209.163	159.525.130
Pasivo por impuestos diferidos	13	17.757.217	16.213.863
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	19.684.726	16.454.168
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	5.494.187	4.497.057
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		201.145.293	196.690.218
TOTAL PASIVOS		372.950.942	352.964.725
PATRIMONIO			
Capital emitido	19	304.501.634	304.501.634
Ganancias acumuladas	19	71.429.464	74.888.725
Otras reservas	19	22.092.945	21.331.622
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		398.024.043	400.721.981
Participaciones no controladoras	19	16.985.464	5.299.685
TOTAL PATRIMONIO		415.009.507	406.021.666
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		787.960.449	758.986.391

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
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 Ganancia	Nota	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	298.720.822	286.985.570
Otros ingresos	20	29.433.070	23.982.884
Materias primas y consumibles utilizados	21	(218.083.184)	(202.569.578)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(16.062.552)	(14.767.949)
Gasto por depreciación y amortización	23	(16.528.207)	(14.712.138)
Otros gastos, por naturaleza	24	(36.802.462)	(31.542.376)
Otras ganancias (pérdidas)		198.781	75.949
Ingresos financieros	25	3.412.463	1.576.887
Costos financieros	25	(7.943.791)	(6.382.581)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	32	(3.325.115)	(1.491.035)
Diferencias de cambio	25	1.838.556	(1.246.722)
Resultados por unidades de reajuste	25	(6.313.327)	(5.918.887)
Ganancia, antes de impuestos		28.545.054	33.990.024
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(6.865.213)	(6.192.325)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		21.679.841	27.797.699
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		21.679.841	27.797.699
Ganancia, atribuible a			
Propietarios de la controladora		21.369.656	27.373.266
Participaciones no controladoras	19	310.185	424.433
Ganancia		21.679.841	27.797.699

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Ganancia		21.679.841	27.797.699
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	17	(519.280)	(337.771)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(519.280)	(337.771)
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		2.136.155	1.277.663
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		2.136.155	1.277.663
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(1.488.898)	(482.369)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(1.488.898)	(482.369)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(321.357)	(1.913.485)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(321.357)	(1.913.485)
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	13	140.206	91.198
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		140.206	91.198
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	13	364.571	108.533
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		364.571	108.533
Otro Resultado Integral		311.397	(1.256.231)
Resultado Integral Total		21.991.238	26.541.468
Resultado integral atribuible a			
Los propietarios de la Controladora		22.130.979	26.156.198
Participaciones No Controladoras		(139.741)	385.270
Resultado Integral Total		21.991.238	26.541.468

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
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\$	Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Cambio en otras reservas				Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
							Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2015	304.501.634	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											21.369.656	21.369.656	310.185	21.679.841
Otro resultado integral					1.636.078	(501.743)	(373.012)			761.323		761.323	(449.926)	311.397
Resultado integral												22.130.979	(139.741)	21.991.238
Dividendos											(24.828.917)	(24.828.917)		(24.828.917)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incrementos (disminuciones) por otros cambios													11.825.520	11.825.520
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.636.078	(501.743)	(373.012)	-	-	761.323	(3.459.261)	(2.697.938)	11.685.779	8.987.841
Saldo Final al 31/12/2015	304.501.634	-	-	-	2.168.494	(4.283.673)	(749.771)	-	24.957.895	22.092.945	71.429.464	398.024.043	16.985.464	415.009.507

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Cambio en otras reservas				Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Patrimonio total M\$
							Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$				
Saldo Inicial al 01/01/2014	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	(595.718)	(1.679.794)	(133.693)	-	24.957.895	22.548.690	56.947.561	383.997.885	5.097.845	389.095.730
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral														
Ganancia											27.373.266	27.373.266	424.433	27.797.699
Otro resultado integral					1.128.134	(2.102.136)	(243.066)			(1.217.068)		(1.217.068)	(39.163)	(1.256.231)
Resultado integral												26.156.198	385.270	26.541.468
Dividendos											(8.211.980)	(8.211.980)		(8.211.980)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios														
Incrementos (disminuciones) por otros cambios											(1.220.122)	(1.220.122)	(183.430)	(1.403.552)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.128.134	(2.102.136)	(243.066)	-	-	(1.217.068)	17.941.164	16.724.096	201.840	16.925.936
Saldo Final al 31/12/2014	304.501.634	-	-	-	532.416	(3.781.930)	(376.759)	-	24.957.895	21.331.622	74.888.725	400.721.981	5.299.685	406.021.666

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujo 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		420.010.298	343.763.493
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		419.750.231	343.632.518
Otros cobros por actividades de operación		-	60.418
		260.067	70.557
Clases de pagos		(343.156.599)	(299.655.488)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(323.356.662)	(284.356.147)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(15.045.996)	(12.571.660)
Otros pagos por actividades de operación		(4.753.941)	(2.727.681)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(6.831.280)	(4.745.579)
Otras entradas (salidas) de efectivo		15.158	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		70.037.577	39.362.426
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios, clasificados como actividades de inversión		-	(273.014)
Préstamos a entidades relacionadas		(200.500)	(818.100)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		21.050	7.510
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(82.105.233)	(38.263.494)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(12.740.264)	(2.623.370)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		13.063.437	2.580.136
Cobros a entidades relacionadas		618.600	602.167
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		417.297	735.050
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(80.925.613)	(38.053.115)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de otros instrumentos de patrimonio		31.329	-
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		2.566	48.886.204
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	48.886.204
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		2.566	-
Préstamos de entidades relacionadas		39.405.232	27.841.795
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(7.973.044)	(7.610.229)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(29.904.554)	(15.332.599)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		4.788.912	834.775
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(26.737.753)	(8.191.921)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(7.481.151)	(7.002.305)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(27.868.463)	39.425.720
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(38.756.499)	40.735.031
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		193.653	30.086
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		193.653	30.086
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(38.562.846)	40.765.117
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		60.552.134	19.787.017
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	4	21.989.288	60.552.134

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

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	Plusvalía comprada	21
2.11.2	Servidumbres.....	21
2.11.3	Programas informáticos	21
2.11.4	Costos de investigación y desarrollo	22
2.12	Deterioro de los activos	22
2.13	Arrendamientos.....	23
2.14	Instrumentos financieros.....	23
2.14.1	Activos Financieros no derivados.....	23
2.14.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	24
2.14.3	Pasivos financieros no derivados.....	24
2.14.4	Derivados y operaciones de cobertura	24
2.14.5	Instrumentos de patrimonio	25
2.15	Inventarios.....	25
2.16	Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación	25
2.17	Otros pasivos no financieros.....	26
2.17.1	Ingresos diferidos.....	26
2.17.2	Subvenciones estatales	26
2.17.3	Obras en construcción para terceros.....	26
2.18	Provisiones.....	26
2.19	Beneficios a los empleados	27
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	27
2.21	Impuesto a las ganancias	27
2.22	Reconocimiento de ingresos y gastos	29
2.23	Dividendos	29
2.24	Estado de flujos de efectivo	29
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	30
3.1	Generación eléctrica.....	30
3.2	Transmisión y subtransmisión	31
3.3	Distribución	32
3.4	Marco regulatorio	33
3.4.1	Aspectos generales	33
3.4.2	Ley Corta I	33
3.4.3	Ley Corta II	33
3.4.4	Ley Tokman.....	34
3.4.5	Ley ERNC.....	34
3.4.6	Ley que crea el Ministerio de Energía	34
3.4.7	Ley Net Metering.....	34
3.4.8	Ley de Concesiones	34
3.4.9	Ley de Licitación de ERNC	34
3.4.10	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	34
3.4.11	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS	34
3.4.12	Modificación Estructura Ministerio de Energía.....	35
3.4.13	Otras modificaciones en curso	35
3.4.14	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	36
4	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	37
5	Otros Activos Financieros.....	38
6	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	39
7	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	43
8	Inventarios.....	47
9	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	48

10	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	49
11	Plusvalía Comprada	50
12	Propiedades, planta y equipo	51
13	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	53
13.1	Impuesto a la renta.....	53
13.2	Impuestos diferidos	54
14	Otros Pasivos Financieros.....	55
15	Política de Gestión de Riesgos.....	62
15.1	Riesgo de negocio.....	62
15.1.1	Riesgo Regulatorio	62
15.2	Riesgo financiero.....	66
15.2.1	Tipo de cambio	66
15.2.2	Variación UF	67
15.2.3	Tasa de interés	67
15.2.4	Riesgo de liquidez.....	68
15.2.5	Riesgo de crédito.....	68
15.2.6	Instrumentos financieros por categoría	69
15.2.7	Instrumentos derivados.....	70
15.2.8	Valor Justo de instrumentos financieros.....	71
16	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	72
17	Provisiones.....	73
17.1	Provisiones corrientes	73
17.1.1	Otras Provisiones.....	73
17.1.2	Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados.....	74
17.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	74
17.3	Juicios y multas	77
17.3.1	Juicios.....	77
17.3.2	Multas	78
18	Otros Pasivos no Financieros	78
19	Patrimonio	79
19.1	Patrimonio neto de la Sociedad	79
19.1.1	Capital suscrito y pagado	79
19.1.2	Dividendos	79
19.1.3	Otras reservas	79
19.1.4	Diferencias de conversión.....	81
19.1.5	Ganancias Acumuladas	81
19.2	Gestión de capital.....	81
19.3	Restricciones a la disposición de fondos	82
19.4	Participaciones no controladoras	82
20	Ingresos	82
21	Materias Primas y Consumibles Utilizados	83
22	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	83
23	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	83
24	Otros Gastos por Naturaleza	83
25	Resultado Financiero.....	84
26	Información por Segmento	85
27	Medio Ambiente	89
28	Garantías Comprometidas con Terceros	90
29	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	91
30	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	91
31	Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos	92
32	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	94
33	Moneda Extranjera	95
34	Hechos Posteriores	96

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

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

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

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

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

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

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

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

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

Las sociedades filiales no inscritas son Sociedad Generadora Austral S.A., SGA, Sistema de Transmisión del Norte S.A., STN, Sistema de Transmisión del Centro S.A., STC y Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., SATT (esta última se encuentra en trámite de inscripción en el Registro de Entidades Informantes de la SVS).

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

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

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

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

Con fecha 4 de marzo de 2015, la filial 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; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de sus propiedad o de terceros. La participación de la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. 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, Sociedad Austral de Electricidad S.A. y su filial Sistema de Transmisión del Sur 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 Saesa en la sociedad es de un 99,9% y Sistema de Transmisión del Sur S.A. 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).

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, han sido preparados de acuerdo a Normas e Instrucciones 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 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>Periodos 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 sus filiales en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigente:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos habrían 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 esta 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>Periodos 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>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p data-bbox="224 247 634 268">NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p data-bbox="224 300 841 426">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="850 310 1271 352">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018</p>
<p data-bbox="224 485 407 506">NIIF 16, Arrendamientos</p> <p data-bbox="224 537 841 705">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="850 548 1271 632">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="224 848 841 932">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="850 869 1271 911">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p data-bbox="224 989 841 1031">Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11)</p> <p data-bbox="224 1062 841 1209">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="850 1073 1271 1115">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p data-bbox="224 1262 821 1283">Agricultura: Plantas "para producir frutos" (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41)</p> <p data-bbox="224 1325 841 1409">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.</p> <p data-bbox="224 1430 841 1503">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="850 1356 1271 1398">Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p data-bbox="224 1556 841 1598">Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p data-bbox="224 1608 841 1661">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="850 1587 1271 1629">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>
<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>

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<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 sus filiales 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 sus filiales, 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 y los montos de ingresos y gastos durante el período de reporte. La Administración de la Sociedad, necesariamente efectuará juicios y estimaciones que tendrán un efecto significativo sobre las cifras presentadas en estos estados financieros preparados según lo indicado en nota 2.1.

Los 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 sus filiales revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una unidad generadora de efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión por tramos de vencimiento y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales, en los que se establece el compromiso por parte de ellas. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocida dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el 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 sus filiales evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad y sus filiales han opinado que se obtendrán resultados favorables o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.

2.4 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Saesa y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014.
- Los Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza 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 Método Directo 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 sus filiales por los años 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, 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. Conforme se explica a continuación.

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 año.

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

El efecto de este cambio en las bases de contabilidad significó un cargo a los resultados acumulados al 30 de septiembre de 2014 por un importe de M\$1.220.122, 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 consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

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

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

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

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

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

La ganancia o pérdida de cada componente de otros resultados integrales son atribuidas a los propietarios de la Sociedad y a la participación no controladora, según corresponda. El total de resultados integrales es atribuido a los propietarios de la Sociedad y a las participaciones no controladoras aun cuando el resultado de la participación no controladora tenga un déficit de saldo.

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

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

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

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

El detalle del grupo consolidado se presenta a continuación:

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			31/12/2014 TOTAL
				31/12/2015			
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	\$ Chilenos	99,4560%	0,0000%	99,4560%	99,4560%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	\$ Chilenos	93,2173%	0,0000%	93,2173%	93,2067%
CHILE	96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	\$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	USD	90,0000%	0,0000%	90,0000%	90,0000%
CHILE	76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	USD	0,0000%	50,1000%	50,1000%	0,0000%
CHILE	76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISION TRONCAL S.A.	USD	99,9000%	0,1000%	100,0000%	0,0000%

2.7 Moneda funcional

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

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

Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Peso Chileno
Sociedad Generadora Austral S.A.	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	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 realizan la Sociedad y sus filiales en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

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

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

	31/12/2015	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 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 distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales. El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 25)	805.918	789.228
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,44%	3,77%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$2.249.827 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 y a M\$1.682.467 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 (ver nota 22).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

Los costos de ampliación o mejoramiento sustancial de estructuras, instalaciones o equipos existentes corresponden a la sustitución o el mejoramiento de partes, pero sin reemplazar la totalidad del bien, y que tiene como resultado la ampliación de la vida útil, el incremento de la capacidad, la disminución de los costos operacionales o el incremento del valor a través de los beneficios que el bien puede aportar, son incorporados como mayor costo del bien. También se

incluyen en estos costos aquellas exigencias de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

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

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

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
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

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

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Plusvalía comprada

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

2.11.2 Servidumbres

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

2.11.3 Programas informáticos

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

las amortizaciones y pérdidas por deterioro, que en su caso hayan experimentado. Estos activos se amortizan en su vida útil que varía entre cuatro y seis años.

2.11.4 Costos de investigación y desarrollo

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

2.12 Deterioro de los activos

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.13 Arrendamientos

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

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

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

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

2.14 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.

2.14.1 Activos Financieros no derivados

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

a) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

b) Préstamos y cuentas por cobrar

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

2.14.2 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.14.3 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 costos 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.

2.14.4 Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

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

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

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

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

2.14.5 Instrumentos de patrimonio

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

2.15 Inventarios

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

2.16 Participación en asociadas o negocios conjuntos contabilizados por el método de la participación

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

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

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

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

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

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

2.17.2 Subvenciones estatales

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

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

2.17.3 Obras en construcción para terceros

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

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y sus filiales esperan desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

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

2.19 Beneficios a los empleados

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

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

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

- *Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio*

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 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 período se presenta en el ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21 Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

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

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

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

Lo anterior con excepción de la aplicación en el año 2014 del Oficio Circular N° 856 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), el 17 de octubre de 2014, el que establece que las diferencias en pasivos y activos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N°20.780 (ver párrafos siguientes), deben contabilizarse en el ejercicio respectivo (2014) 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 sus filiales cumplen con este último requisito, quedando obligadas a tributar con el “Régimen Parcialmente Integrado” a contar de esta Ley en comento.

La Sociedad y sus filiales han contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.22 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.23 Dividendos

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

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

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

2.24 Estado de flujos de efectivo

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

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

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

3.2 Transmisión y subtransmisión

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

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

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

Sistema	Cobro de Peaje
Transmisión Troncal	<p><u>Área de Influencia Común (entre 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.

3.3 Distribución

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

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

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

a) **Cientes Regulados**

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado, o bien, cuando el valor indexado de los precios licitados experimenten una variación superior al 10%.
- Cargo Único de Transmisión Troncal: A los clientes con una potencia inferior a 2 MW (y posteriormente inferior a 5 MW) se les aplicará un cargo único por transmisión troncal, en proporción a sus consumos de energía.
- Valor Agregado de Distribución ("VAD"): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente.

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

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

b) **Cientes Libres**

Hasta el año pasado, pertenecían a este grupo todos aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW. Sin embargo, también se incluían 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. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.085, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica las bandas de potencia, aumentándola 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.

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

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

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

3.4.2 Ley Corta I

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

3.4.3 Ley Corta II

La Ley Corta II se originó para hacer frente a la crisis del gas natural argentino, sumada a la falta de inversiones en el sector de generación y a la inexistencia de las empresas generadoras en participar en las licitaciones de suministro de las empresas distribuidoras. En ese sentido, los principales cambios introducidos dicen relación con que las distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años. Para ello deberán realizar licitaciones públicas, abiertas y no

discriminatorias de largo plazo para el suministro de energía de sus clientes regulados, de acuerdo a bases aprobadas por la CNE. Adicionalmente, las distribuidoras no podrán traspasar a sus clientes regulados precios a nivel de generación-transporte que sobrepase en más de un 5% el precio promedio de compra del sistema. Asimismo, los niveles de precios se actualizarán cada vez que algún precio de compra experimente una variación superior al 10%. Por otra parte, los generadores tendrán la posibilidad de pactar reducciones o aumentos temporales en el consumo de energía con cualquier consumidor a cambio de compensaciones.

3.4.4 Ley Tokman

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

3.4.5 Ley ERNC

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

3.4.6 Ley que crea el Ministerio de Energía

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

3.4.7 Ley Net Metering

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

3.4.8 Ley de Concesiones

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

3.4.9 Ley de Licitación de ERNC

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

3.4.10 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

3.4.11 Modificaciones 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 la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

A mediados de septiembre de 2014, el Ejecutivo ingresó al Congreso una iniciativa legal que introduce modificaciones a la LGSE, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios relacionadas con:

- Rol del licitante y de la autoridad;
- Licitaciones de corto y largo plazo;
- Precio máximo de ofertas y revisión de precios;
- Flexibilidad para postergar el inicio del suministro;

- Flexibilidad para el criterio de evaluación de ofertas;
- Suministro sin contrato;
- Límite Clientes Regulados: sube de 2.000 a 5.000 KW.

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.

3.4.12 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.

3.4.13 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.

Con respecto a Eficiencia Energética, durante el segundo semestre del 2015 se realizarán diversas mesas de trabajo público-privado con el objeto de relevar los temas a considerar por el Ministerio de Energía en el proyecto de ley que enviarán al Congreso durante principio del 2016.

En cuanto al marco regulatorio de los Sistemas Medianos, el Ministerio ha extendido una invitación a las empresas operadoras de dichos Sistemas, para que durante el 2015 participen de las distintas actividades de discusión tendientes a elaborar una propuesta de nueva normativa para ser ingresada al Congreso durante el 2016.

3.4.14 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\$
Efectivo en Caja	3.385.793	2.157.617
Saldo en Bancos	1.453.942	1.356.404
Depósitos a plazo	4.512.744	46.615.535
Otros instrumentos de renta fija	12.636.809	10.422.578
Totales	21.989.288	60.552.134

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

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

b) El detalle de los Depósitos a corto plazo y Otros instrumentos de renta fija es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saesa	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	-	5.001.650
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	-	10.037.171
Saesa	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	-	26.069.767
Edelaysen	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	-	2.001.320
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	-	500.285
Edelaysen	Banco Estado Corredores de Bolsa	Depósitos a corto plazo	-	1.000.280
Edelaysen	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	2.501.167	-
SGA	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	2.011.577	2.005.062
Totales			4.512.744	46.615.535

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Monto inversión	
			31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saesa	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	-	4.978.185
Saesa	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	1.883.426	-
STS	BCI Asset Management, AGF S.A.	Fondos Mutuos	-	69.526
Luz Osorno	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	-	226.559
Luz Osorno	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	1.467.459	-
Edelaysen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	2.553.806	1.256.947
Edelaysen	Security S.A. Plus Serie E	Fondos Mutuos	2.339.509	-
Edelaysen	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	1.064.836	-
SGA	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	-	1.303.848
SGA	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	2.257.020	-
SGA	Scotia Adm. General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	669.029	-
STN	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	401.724	2.587.513
Totales			12.636.809	10.422.578

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	31/12/2014
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	21.500.490	60.480.203
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	488.798	71.931
Totales		21.989.288	60.552.134

5 Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros	Moneda	Corriente		No Corriente	
		31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
		M\$	M\$	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (*)	CLP	-	-	2.381.368	5.479.871
Totales		-	-	2.381.368	5.479.871

(*) Estos activos corresponden a remanente de crédito fiscal (Impuesto específico por petróleo diesel), que se recuperarán en periodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad que los generó. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de la Sociedad y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base flujos proyectados actualizados.

6 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 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	76.824.070	-	87.493.428	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	17.095.616	10.994.005	18.588.212	11.886.108
Totales	93.919.686	10.994.005	106.081.640	11.886.108

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	2.098.830	-	2.419.931	-
Otras cuentas por cobrar	4.147.806	499.802	3.984.023	524.439
Totales	6.246.636	499.802	6.403.954	524.439

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	74.725.240	-	85.073.497	-
Otras cuentas por cobrar, neto	12.947.810	10.494.203	14.604.189	11.361.669
Totales	87.673.050	10.494.203	99.677.686	11.361.669

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Facturados	41.991.068	42.120.204
Energía y peajes	28.371.805	26.432.554
Anticipos para importaciones y proveedores	589.924	578.312
Cuenta por cobrar proyectos en curso	650.765	896.214
Convenios de pagos y créditos por energía	2.526.932	2.257.200
Deudores materiales y servicios	2.370.842	5.580.194
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.295.406	2.674.274
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	2.008.615	1.646.267
Otros	2.176.779	2.055.189
No Facturados o provisionados	48.966.020	62.250.858
Peajes uso de líneas eléctricas	3.319.149	2.470.036
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	27.750.707	43.141.348
Energía en medidores (*)	17.382.409	15.449.490
Provisión ingresos por obras	361.176	1.074.278
Otros	152.579	115.706
Otros (Cuenta corriente empleados)	2.962.598	1.710.578
Totales, Bruto	93.919.686	106.081.640
Provisión deterioro	(6.246.636)	(6.403.954)
Totales, Neto	87.673.050	99.677.686

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	2.526.932	2.257.200
Anticipos para importaciones y proveedores	589.924	578.312
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.011.941	1.970.492
Deudores materiales y servicios	2.370.842	5.580.194
Cuenta corriente al personal	2.962.598	1.710.578
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.295.406	2.674.275
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	2.008.615	1.646.267
Otros deudores	2.329.358	2.170.894
Totales	17.095.616	18.588.212
Provisión deterioro	(4.147.806)	(3.984.023)
Totales, Neto	12.947.810	14.604.189

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2015 es de M\$98.167.253 y al 31 de diciembre de 2014 es de M\$111.039.355.

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

- b) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2015 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 462 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	404.130	34%
Comercial	35.865	31%
Industrial	6.586	23%
Otros	15.552	12%
Total	462.133	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 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	22.365.622	16.256.133
Con vencimiento entre tres y seis meses	517.554	323.299
Con vencimiento entre seis y doce meses	211.430	153.935
Con vencimiento mayor a doce meses	186.845	180.761
Totales	23.281.451	16.914.128

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	2%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

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

- d) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen 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	208.036	68.450.643	2.967	1.319.840	211.003	69.770.483	233.994	90.224.485	3.325	994.966	237.319	91.219.451
Entre 1 y 30 días	161.934	15.407.624	1.629	240.171	163.563	15.647.795	162.587	11.033.727	2.059	422.434	164.646	11.456.161
Entre 31 y 60 días	54.326	5.953.800	881	217.724	55.207	6.171.524	30.889	4.271.710	573	274.922	31.462	4.546.632
Entre 61 y 90 días	4.155	636.722	163	20.721	4.318	657.443	3.085	281.981	143	13.581	3.228	295.562
Entre 91 y 120 días	1.974	250.863	89	10.449	2.063	261.312	1.741	162.398	77	13.081	1.818	175.479
Entre 121 y 150 días	1.463	157.881	63	4.833	1.526	162.714	1.330	101.513	71	5.976	1.401	107.489
Entre 151 y 180 días	1.193	288.999	44	4.348	1.237	293.347	1.045	99.434	57	9.657	1.102	109.091
Entre 181 y 210 días	968	126.583	41	4.762	1.009	131.345	874	94.812	44	5.639	918	100.451
Entre 211 y 250 días	1.291	189.873	52	5.963	1.343	195.836	1.102	139.017	53	7.032	1.155	146.049
Más de 250 días	11.784	3.677.191	542	1.817.242	12.326	5.494.433	11.417	4.152.586	542	1.754.746	11.959	5.907.332
Totales	447.124	95.140.179	6.471	3.646.053	453.595	98.786.232	448.064	110.561.663	6.944	3.502.034	455.008	114.063.697

- e) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la cartera en cobranza judicial y 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 protestados	95	34.552	74	196.760
Documentos por cobrar en cobranza judicial	571	3.803.100	422	4.074.440
Totales	666	3.837.652	496	4.271.200

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	7.226.645
Aumentos (disminuciones) del período	1.174.003
Montos castigados	(1.472.255)
Saldo al 31 de diciembre 2014	6.928.393
Aumentos (disminuciones) del período	1.180.398
Montos castigados	(1.362.353)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	6.746.438

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2015 y 2014, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión cartera no repactada	1.175.036	1.187.061
Provisión cartera repactada	45.813	107.543
Castigos del período	(1.362.353)	(1.472.255)
Recuperos del período	(40.451)	(120.601)
Totales	(181.955)	(298.252)

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

7 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

7.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

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

7.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2015		31/12/2014	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.042.485	-	1.033.438	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	418.100	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	509.213	-	409.577	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	24.076	-	18.758	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	151	-
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CH\$	2.243	-	2.244	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de Personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	796.609	-	684.125	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	-	-	30.338	-
Totales							2.374.626	-	2.596.731	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2015		31/12/2014	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.805.211	-	860.805	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	27.100	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	60.107.509	-	47.161.912	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	43	-	49	-
76.067.075-8	Inversiones Los Rios Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	6.405.511	-	8.205.082	-
76.024.762-6	Condor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CH\$	177	-	226	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.814	-	6.166	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	9.275.291	-	12.357.547	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.527	-	4.505	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	701	-	729	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial SGA)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	137	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	20.189	-	20.090	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	2.522.700	-	3.629.393	-
96.817.230-1	Eléctrica Puntilla S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	437.435	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	460	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.913	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	460	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.913	-	-	-
Totales							80.615.954	-	72.246.641	-

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\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Peajes	-	305.745
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(12.675.483)	(9.319.499)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	4.039	22.173
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	1.928.788	1.635.226
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(26.786)	(111.006)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantención sistema	62.909	54.858
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	13.140	9.814
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	25	1.291
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(785.501)	(264.278)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(2.086.669)	(2.104.648)

7.3 Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 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	31/12/2014
	M\$	M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.913	-
Iván Díaz-Molina	1.913	-
Totales	3.826	-

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 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. 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	31/12/2014
	M\$	M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	22.766	23.816
Iván Díaz-Molina	22.766	23.816
Totales	45.532	47.632

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen un Gerente General, nueve Gerentes de Área y 21 Subgerentes. En 2014, un Gerente General, ocho Gerentes de Área y 21 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$2.658.375 al 31 de diciembre de 2015 y a M\$2.418.087 al 31 de diciembre de 2014.

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

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

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

8 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	10.808.084	10.610.203	197.881
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.254.794	1.235.764	19.030
Petróleo	236.627	236.627	-
Totales	12.299.505	12.082.594	216.911

Al 31 de diciembre de 2014:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	9.636.691	9.414.547	222.144
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	790.883	779.951	10.932
Petróleo	289.417	289.417	-
Totales	10.716.991	10.483.915	233.076

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$21.983 para el año 2015 y un cargo de M\$93.305 para el año 2014.

Movimiento Provisión	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Provisión del año	21.983	93.305
Aplicaciones a provisión	(38.148)	(183.431)
Totales	(16.165)	(90.126)

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 (*)	19.012.111	15.643.102
Otros gastos por naturaleza (**)	2.041.119	1.829.975
Totales	21.053.230	17.473.077

(*) Ver Nota 2.1

(**) 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\$14.407.476 (M\$11.708.275 en 2014) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$923.368 (M\$1.688.470 en 2014).

9 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Impuesto renta por recuperar	3.402.164	2.302.473
IVA Crédito fiscal por recuperar (1)	8.741.325	654.819
Crédito Sence	28.398	25.172
Crédito Activo Fijo	67.432	43.198
Totales	12.239.319	3.025.662

- (1) Corresponde a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de las filiales STN y 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 M\$	31/12/2014 M\$
Impuesto a la renta	318	1.481.973
Iva Débito fiscal	2.159.282	1.616.435
Otros	90.472	75.905
Totales	2.250.072	3.174.313

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	44.225.534	24.344.968
Servidumbres	42.176.551	22.761.722
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	1.940.440	1.474.703

Activos Intangibles Bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	51.043.698	30.575.550
Servidumbres	42.176.551	22.761.722
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	8.758.604	7.705.285

Amortización Activos Intangibles	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Activos Intangibles Identificables	(6.818.164)	(6.230.582)
Servidumbres	-	-
Derecho de Agua	-	-
Software	(6.818.164)	(6.230.582)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2015 y 2014 son los siguientes:

Movimiento año 2015	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	22.761.722	108.543	1.474.703	24.344.968
Movimientos				
Adiciones	7.221.046	-	-	7.221.046
Retiros Valor Bruto	-	-	(64.799)	(64.799)
Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	548.259	548.259
Tipo Cambio Amortización Acumulada	-	-	-	-
Otros (Activación Obras en Curso)	11.111.561	-	1.256.599	12.368.160
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso	-	-	(138.481)	(138.481)
Gastos por amortización	-	-	(1.135.841)	(1.135.841)
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	19.414.829	-	465.737	19.880.566
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015	42.176.551	108.543	1.940.440	44.225.534

Movimiento año 2014	Servidumbre Neto M\$	Derecho de Agua	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	22.435.625	-	1.311.235	23.746.860
Movimientos				
Adiciones	-	-	-	-
Retiros Valor Bruto	(252.650)	-	(59.614)	(312.264)
Retiros Amortización Acumulada	-	-	38.543	38.543
Otros (Activación Obras en Curso)	578.747	108.543	1.050.171	1.737.461
Gastos por amortización	-	-	(865.632)	(865.632)
Total movimientos	326.097	108.543	163.468	598.108
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	22.761.722	108.543	1.474.703	24.344.968

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

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

11 Plusvalía Comprada

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

Rut	Compañía	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
	Totales	174.416.006	174.416.006

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

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

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

12 Propiedades, planta y equipo

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	408.772.722	356.634.655
Terrenos	14.886.275	13.884.837
Edificios	6.981.173	6.830.828
Planta y Equipo	278.438.201	280.716.960
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.260.904	1.925.156
Instalaciones Fijas y Accesorios	979.982	528.797
Vehículos de Motor	2.254.379	2.325.951
Construcciones en Curso	100.743.338	48.025.152
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.228.470	2.396.974

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	524.902.734	463.017.728
Terrenos	14.886.275	13.884.837
Edificios	12.317.539	11.809.286
Planta y Equipo	380.923.485	374.807.209
Equipamiento de Tecnologías de la Información	4.386.352	4.271.267
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.900.422	1.182.527
Vehículos de Motor	3.162.688	3.883.669
Construcciones en Curso	100.743.338	48.025.152
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.582.635	5.153.781

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	(116.130.012)	(106.383.073)
Edificios	(5.336.366)	(4.978.458)
Planta y Equipo	(102.485.284)	(94.090.249)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.125.448)	(2.346.111)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(920.440)	(653.730)
Vehículos de Motor	(908.309)	(1.557.718)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(3.354.165)	(2.756.807)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante los años 2015 y 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 1 de enero de 2015	13.884.837	6.830.828	280.716.960	1.925.156	528.797	2.325.951	48.025.152	2.396.974	356.634.655
Adiciones	-	-	2.752.713	5.889	-	-	57.878.143	188.787	60.825.532
Retiros y Traspasos Valor Bruto	(25.364)	(394)	(1.322.445)	(30.948)	(2.612)	(1.386.070)	-	(78.320)	(2.846.153)
Retiros Depreciación Acumulada	-	17	4.593.047	30.488	1.828	1.006.331	-	13.716	5.645.427
Otros (Activación Obras en Curso)	1.026.802	1.143.347	64.035.397	692.700	552.685	665.089	(70.303.174)	2.187.154	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso	-	(634.700)	(59.349.389)	(552.556)	167.822	-	61.237.590	(868.767)	-
Gastos por depreciación	-	(357.925)	(12.988.082)	(809.825)	(268.538)	(356.922)	-	(611.074)	(15.392.366)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (empresa con moneda funcional distinta a la moneda de reporte)	-	-	-	-	-	-	3.905.627	-	3.905.627
Total movimientos	1.001.438	150.345	(2.278.759)	(664.252)	451.185	(71.572)	52.718.186	831.496	52.138.067
Saldo final al 31 de Diciembre de 2015	14.886.275	6.981.173	278.438.201	1.260.904	979.982	2.254.379	100.743.338	3.228.470	408.772.722

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 1 de enero de 2014	13.577.884	6.897.828	247.559.479	702.463	301.179	1.608.706	63.363.154	1.855.054	335.865.747
Adiciones	-	-	1.705.284	-	-	-	33.011.668	521.955	35.238.907
Retiros Valor Bruto	-	-	(536.596)	(35.912)	(12.125)	(738.311)	-	(56.550)	(1.379.494)
Retiros Depreciación Acumulada	-	-	247.686	41.515	9.255	504.908	-	40.350	843.714
Otros (Activación Obras en Curso)	31.092	198.796	44.532.312	1.587.704	293.496	1.318.452	(48.345.838)	383.986	-
Cierre de Obras Zona Austral	275.861	-	(359.742)	-	-	-	-	-	(83.881)
Gastos por depreciación	-	(265.796)	(12.431.463)	(370.614)	(63.008)	(367.804)	-	(347.821)	(13.846.506)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	(3.832)	-	(3.832)
Total movimientos	306.953	(67.000)	33.157.481	1.222.693	227.618	717.245	(15.338.002)	541.920	20.768.908
Saldo final al 31 de Diciembre de 2014	13.884.837	6.830.828	280.716.960	1.925.156	528.797	2.325.951	48.025.152	2.396.974	356.634.655

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedad, Planta y Equipo se presenta en la cuenta "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.

Los costos de personal relacionados directamente con obras en curso fueron M\$2.249.827 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 y M\$1.682.467 por el año terminado al 31 de diciembre de 2014 (ver nota 22). Los activos en construcción según se explica en Nota 2.10 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 25)	805.918	789.228
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,44%	3,77%

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

13 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1 Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado 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	5.479.114	7.329.737
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	(4.372)	165.577
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	5.474.742	7.495.314
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	1.390.471	(1.302.989)
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.390.471	(1.302.989)
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	6.865.213	6.192.325

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	(364.571)	(108.533)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(140.206)	(91.198)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(504.777)	(199.731)

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 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	28.545.054	33.990.024
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (22,5% en 2015 - 21% en 2014)	(6.422.637)	(7.137.905)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(510.053)	(116.497)
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1.034.308)	(722.518)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	-
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	60.872	(165.599)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	1.040.913	1.950.194
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(442.576)	945.580
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(6.865.213)	(6.192.325)
Tasa impositiva efectiva	24,05%	18,22%

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 debe tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.21 la Sociedad ha 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.

13.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 diciembre de 2015 y 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	3.251.219	2.971.869	17.307.488	15.908.981
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	131.285	5.615	2.785	16.049
Impuestos diferidos relativos a provisión cuentas incobrables	1.720.342	1.662.813	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	201.064	180.519	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	52.059	52.443	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.459.760	3.503.617	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	5.819	9.152	431.048	272.159
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	61.136	14.359	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	630.344	554.269	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	216.589	201.975	15.896	16.674
Impuestos diferidos relativos a derivados	474.630	108.533	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	144.977	426.400	-	-
Total Impuestos Diferidos	10.349.224	9.691.564	17.757.217	16.213.863

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los años 2015 y 2014, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2014	6.771.563	13.116.767
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(3.373.200)	(4.676.189)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	108.533	(91.198)
Impuestos diferidos relacionados con partidas cargadas a patrimonio (*)	6.184.668	7.864.483
Saldo al 31 de diciembre de 2014	9.691.564	16.213.863
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	152.883	1.543.354
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	504.777	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	10.349.224	17.757.217

(*) 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, implicó registrar un cargo patrimonial al 30 de septiembre de 2014 por un monto de M\$1.220.122 por este concepto (ver nota de 2.5).

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

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

14 Otros Pasivos Financieros

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2015		31/12/2014	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	9.341.412	158.209.163	9.010.723	159.525.130
Derivados (*)	1.978.051	-	482.369	-
Totales	11.319.463	158.209.163	9.493.092	159.525.130

(*) Ver nota 15.2.7

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre 2015								
					Corriente			No Corriente					Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	UF	Anual	1,16%	Sin Garantía	-	3.872.479	3.872.479	2.492.476	2.562.909	2.562.909	-	-	7.618.294
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	4.413.800	4.413.800	4.093.017	4.259.670	4.271.488	-	-	12.624.175
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	255.569	255.569	-	-	-	-	24.731.341	24.731.341
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	394.330	394.330	-	-	-	-	62.680.726	62.680.726
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	-	405.234	405.234	-	-	-	-	50.554.627	50.554.627
Totales					-	9.341.412	9.341.412	6.585.493	6.822.579	6.834.397	-	137.966.694	158.209.163

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

c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre 2015								
					Corriente			No Corriente					Total No Corriente
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
SAESA	BONO SERIE G/ N°301	UF	1,16%	Sin Garantía	-	3.872.479	3.872.479	2.492.476	2.562.909	2.562.909	-	-	7.618.294
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	4.413.800	4.413.800	4.093.017	4.259.670	4.271.488	-	-	12.624.175
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	255.569	255.569	-	-	-	-	24.731.341	24.731.341
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	394.330	394.330	-	-	-	-	62.680.726	62.680.726
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	-	405.234	405.234	-	-	-	-	50.554.627	50.554.627
Totales					-	9.341.412	9.341.412	6.585.493	6.822.579	6.834.397	-	137.966.694	158.209.163

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

d) Colocación de Bonos y covenants

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

Bono Serie G

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

- Razón de endeudamiento consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 0,96.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año calendario. En el año calendario 2015, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.412 GWh. En el año calendario 2014 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. Adicionalmente, en 2015 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.
- Adicionalmente, durante el año 2008 se incorporó una nueva restricción asociada a mantener una relación de Deuda Financiera Neta a EBITDA menor a 3,5.

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 2,58.

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

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

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

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

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

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

anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 2,58.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 10,72.

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

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

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

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

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

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

Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 2,58.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 10,72.

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

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

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

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

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

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

Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 2,58.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 10,72.

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

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

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

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 2,53.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 10,72.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

En diciembre de 2015, Saesa en conjunto con sus filiales y la relacionada Frontel, celebraron un contrato de línea de capital de trabajo con el banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Saesa:

- Razón de endeudamiento individual y consolidado máximo: 1,25. Se entenderá como “Endeudamiento” la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por “Pasivo Exigible” la suma de la partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en la Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2015 este indicador es de 0,96.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1000 GWh por año calendario. En el año calendario 2015, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.412 GWh. En el año calendario 2014 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.345 GWh. Adicionalmente, en 2015 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

15 Política de Gestión de Riesgos

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

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

15.1 Riesgo de negocio

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

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

15.1.1 Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

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

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

b) Fijación de tarifas de generación

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

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

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

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA y la relacionada 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.

Sin embargo, SGA mantiene un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos. Por cada peso de diferencia entre precio de nudo y costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de M\$2.400 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente. La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo.

c) Fijación de tarifas de distribución

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

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios 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 regirán desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6,0% 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 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 sus filiales 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) Fijación de tarifas de transmisión troncal

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y más específicamente, en la instancia de revisión al Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N° 390 del 31 de Julio de 2015, ella realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser calificadas como de Transmisión Troncal. El Informe Técnico fue discrepado ante el Honorable Panel de Expertos, el que observó el informe, pero hasta la fecha no ha sido publicado.

f) Contratos de suministro

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

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

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a que la SEC en su Resolución

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

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

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

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

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

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. 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, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 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, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

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.

g) Abastecimiento de energía

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

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

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

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

15.2 Riesgo financiero

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

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

15.2.1 Tipo de cambio

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

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

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

Las filiales SGA, STN, STC y SATT tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 0,5%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$71.528, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de STN 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\$23.914, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de 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.

Asimismo la Sociedad mantiene préstamos en cuenta corriente en dólares con sus filiales STC y STN por un monto de USD 49.731 mil dólares para la construcción de sus activos. La exposición de Saesa implica que por cada \$10 de variación del tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$497.310, abono a cargo según sea devaluación o apreciación de peso respecto el dólar.

Asimismo, al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de SATT no presentan activos o pasivos distintos de la moneda funcional.

15.2.2 Variación UF

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

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

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

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$ 875.084 al 31 de diciembre de 2015.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN y STC tienen flujos futuros indexados altamente al dólar, (según contratos de adjudicación), y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, las Sociedades han tomado un Cross Currency Swap (ver nota 15.2.7) con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M\$
STN	15/10/2014	859,5	22.028.203
STC	30/03/2015	642,9	16.476.433

15.2.3 Tasa de interés

En la actualidad el 93% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior,

se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$145.425 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31/12/2015	31/12/2014
Tasa Interés Variable	7%	9%
Tasa Interés Fija	93%	91%

15.2.4 Riesgo de liquidez

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

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

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

Saesa y sus filiales, en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

15.2.5 Riesgo de crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

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

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	2%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

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

Activos de carácter financiero:

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

15.2.6 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	98.167.253	-	98.167.253
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.374.626	-	2.374.626
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.352.479	12.636.809	21.989.288
Otros activos financieros, no corrientes	2.381.368	-	2.381.368
Totales	112.275.726	12.636.809	124.912.535

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos a valor razonable con cambio en resultados M\$	Total M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	111.039.355	-	111.039.355
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.596.731	-	2.596.731
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.129.556	10.422.578	60.552.134
Otros activos financieros, no corrientes	5.479.871	-	5.479.871
Totales	169.245.513	10.422.578	179.668.091

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	167.550.575	-	167.550.575
Otros pasivos financieros, derivados	-	1.978.051	1.978.051
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.437.692	-	49.437.692
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	80.615.954	-	80.615.954
Totales	297.604.221	1.978.051	299.582.272

al 31 de diciembre de 2014	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	168.535.853	-	168.535.853
Otros pasivos financieros, derivados	-	482.369	482.369
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	43.950.444	-	43.950.444
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	72.246.641	-	72.246.641
Totales	284.732.938	482.369	285.215.307

15.2.7 Instrumentos derivados

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

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

Las sociedades filiales STN y STC han tomado instrumentos derivados mencionados en la nota 14, correspondientes a swap de moneda.

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

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

Empresa	Instrumento de cobertura	31/12/2015	31/12/2014	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
STN	Cross Currency Swaps (*)	(857.880)	(482.369)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
STC	Cross Currency Swaps (*)	(1.120.171)	-	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
	Totales (neto)	(1.978.051)	(482.369)			

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros Corrientes

15.2.8 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31.12.2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	3.385.793	3.385.793
Saldo en Bancos	1.453.942	1.453.942
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	87.673.050	87.673.050

Pasivos Financieros - al 31.12.2015	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	167.550.575	175.842.256
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.437.692	49.437.692

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

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

- a) 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.
- b) El Valor Justo de los Bonos se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

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

16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El 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\$
Cuentas por pagar comerciales	46.417.032	41.263.372
Otras cuentas por pagar	3.020.660	2.687.072
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.437.692	43.950.444

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 compra de energía y peajes	33.478.578	32.343.385
Proveedores por compra de combustible y gas	277.246	286.835
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	955.428	477.362
Cuentas por pagar bienes y servicios	11.705.780	8.155.790
Dividendos por pagar a terceros	87.842	109.304
Cuentas por pagar instituciones fiscales	202.998	161.399
Otras cuentas por pagar	2.729.820	2.416.369
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.437.692	43.950.444

El detalle de cuentas por pagar comerciales con pagos al día al 31 de diciembre de 2015 y 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	2.496.566	41.068.888	2.851.578	46.417.032	1.666.878	37.778.436	1.818.058	41.263.372
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	2.496.566	41.068.888	2.851.578	46.417.032	1.666.878	37.778.436	1.818.058	41.263.372

17 Provisiones

17.1 Provisiones corrientes

17.1.1 Otras Provisiones

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

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.671.143	205.587
Totales	1.671.143	205.587

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	205.587
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.407.894
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	102.574
Provisión utilizada	(44.912)
Total movimientos en provisiones	1.465.556
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	1.671.143

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

17.1.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	850.723	802.310
Provisión por beneficios anuales	3.730.815	3.580.718
Totales	4.581.538	4.383.028

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	802.310	3.580.718	4.383.028
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	28.114	28.114
Incremento (decremento) en provisiones existentes.	426.267	3.085.116	3.511.383
Provisión utilizada	(377.854)	(2.963.133)	(3.340.987)
Total movimientos en provisiones	48.413	150.097	198.510
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	850.723	3.730.815	4.581.538

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2014	723.748	3.355.117	4.078.865
Movimientos en provisiones			
Provisiones adicionales	-	432.241	432.241
Incremento (decremento) en provisiones existentes	162.025	3.300.725	3.462.750
Provisión utilizada	(83.463)	(3.507.365)	(3.590.828)
Reversos de provisión no utilizada	-	-	-
Total movimientos en provisiones	78.562	225.601	304.163
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	802.310	3.580.718	4.383.028

17.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 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	5.494.187	4.497.057
Totales	5.494.187	4.497.057

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015	4.497.057
Costo por intereses	316.818
Costo del servicio del año	500.212
Pagos en el año	(339.180)
Variación actuarial por cambio tasa	445.225
Variación actuarial por experiencia	74.055
Saldo al 31 de diciembre de 2015	5.494.187

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

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	316.818	377.758
Costo del servicio del período	500.212	344.351
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	817.030	722.109
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	519.280	337.771
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	1.336.310	1.059.880

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

Tasa de descuento (nominal)	5,1%
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	553.786	(528.402)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

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 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	(535.077)	550.827

17.3 Juicios y multas

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

17.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
SAESA	7° Juzgado Civil de Santiago	11661-11	Demanda civil por daños (Becerra con SAESA y otros)	Pendiente en segunda instancia	25.629
SAESA	16° Juzgado Civil de Santiago	5054-2011	Demanda civil por daños (Medel con SAESA y otros)	Pendiente en segunda instancia	25.629
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Pendiente en primera instancia	33.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	3379-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (INELCO con SAESA)	Pendiente en segunda instancia	1.131.332
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	C-451-13	Demanda de indemnización de perjuicios (Navarro con Sossur, Timberlink y SAESA)	Pendiente en primera instancia	25.629
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	4127-2014	Indemnización de perjuicios en sede contractual, Constructora Bauen con SAESA.	Pendiente en primera instancia	14.452
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	3832-2014	Reclamo por uso de servidumbre (Gómez con SAESA).	Pendiente en primera instancia	15.000
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	528-2012	Orellana con SAESA. Indemnización de perjuicios contractual.	Pendiente en primera instancia	11.000
SAESA	Juzgado de Letras de Ancud	742-2013	Álvarez con Grupo SAESA. Indemnización de perjuicios por incendio estructural.	Pendiente en primera instancia	65.832
SAESA	Juzgado del Trabajo de Osorno	C-137-2014	Nullidad de despido	Pendiente en segunda instancia	78.718
SAESA	Juzgado de letras de Río Bueno	C-409-2014	Indemnización de perjuicios (Machmar con Saesa)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado Civil de Villarrica	C-20.932-2010	Indemnización de perjuicios (Peña con Frontel)	Pendiente en primera instancia	100.000
SAESA	Juzgado Civil de Pto.Montt	C-261-2015	Cobro de pesos (Fisco con Saesa)	Pendiente en primera instancia	24.026
SAESA	14° Juzgado Civil de Santiago	C-15.376-2014	Cumplimiento de contrato (Nestlé con Saesa)	Pendiente en primera instancia	282.308
SAESA	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	9.318
SAESA	1 Juzgado Civil de Valdivia	C-3090-2015	Hacienda. Cobro de Pesos	Pendiente en Primera instancia	1.010.376
SAESA	1 Juzgado Civil de Puerto Montt	5861-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Scheinhing y otros con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	275.213
SAESA	Juzgado Policía Local de San José Marquina	2130-2015	Consumidor (Acaña con SAESA)	Pendiente en primera instancia	314
SAESA	1 Juzgado Civil de Valdivia	3408-2015	Indemnización de Perjuicios (Silva con SAESA)	Pendiente en primera instancia	81.150
SAESA	22 Juzgado Civil de Santiago	14.620-2015	Indemnización de Perjuicios (Balcazar con SAESA)	Pendiente Primera Instancia	25.629
SAESA	2 Juzgado Civil de Puerto Montt	5623-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Lemus con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	113.256
SAESA	1 Juzgado Civil de Puerto Montt	5632-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez y otros con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	1.995.570
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00017-2014	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Fallo de 1ra. instancia: No ha Lugar. Sentencia Corte de Apelaciones de Puerto Montt. Confirma fallo de 1ra. Instancia.	75.319
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00082-2013	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Fallo de 1ra. instancia: Ha Lugar en todas sus partes. Se inicia proceso de revisión de la causa en la Corte de Apelaciones de Puerto Montt.	196.266
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con Luz Osorno)	Pendiente en primera instancia	64.405
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	2164-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Munzenmayer Con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	120.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canio Esteban con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	45.313
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C-5369-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Agrícola Copihue con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	1.325.968
STS	1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6035-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Shajjo con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	580.564
STS	1° Juzgado Civil de Pto.Montt	C-6030-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	932.230
STS	1 Juzgado Civil de Valdivia	C-3545-2014	Reivindicatoria por uso de terreo (Valderrama con STS)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
STS	2 Juzgado Civil de Osorno	C-732-2015	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Ojartzún con STS) (*)	Pendiente en primera instancia	1.007.729
STS	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
STS	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	45.095
STS	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	9.318
STS	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
SGA	Juzgado Civil de Santiago (23)	C-29.105-2014	Cobro de pesos (CGE Distribución con Transelec y otros)	Pendiente en primera instancia	19.148

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

Al 31 de diciembre de 2015, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

17.3.2 Multas

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

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	REX 8323 de fecha 06.05.2015	SEC	Sobrepasar límites de variaciones de voltaje en instalaciones	Judicializada	26.973
SAESA	REX 8348 de fecha 11.05.2015	SEC	Nivel tensión de instalaciones fuera estándar	Judicializada	17.982
SAESA	REX 8356 de fecha 11.05.2015	SEC	Incumplimiento de calidad de servicio.	Judicializada	11.239
SAESA	REX 11621 de fecha 21.12.2015	SEC	Indices	Reposición Pendiente	176.898
EDELAYSÉN	DRX 10597 de fecha 19.10.2015	SEC	No cumplir instrucciones SEC	Judicializada	8.991
EDELAYSÉN	RE 11248 de fecha 27.11.2015	SEC	Exceder tiempo de corte programado	Reposición Pendiente	89.910
EDELAYSÉN	REX 11619 de fecha 21.12.2015	SEC	Indices	Reposición Pendiente	42.662

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	REX 954 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializada	17.982
SAESA	REX 955 de fecha 30.06.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Judicializada	31.469
STS	Res. Ex. 096 DPX de fecha 08.06.2011	SEC	Mantenimiento	Judicializada	33.716
EDELAYSÉN	Res. Ex. 96 DRX de fecha 20.06.2011	SEC	Infracción comunicación puesta en servicio	Judicializada	1.349
EDELAYSÉN	Res. Ex. 830 de fecha 16.05.2012	SEC	Calidad de suministro	Judicializada	3.237
EDELAYSÉN	Res. Ex. 080 de fecha 31.07.2013	SEC	Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	4.496
EDELAYSÉN	REX 2629 de fecha 12.02.2014	SEC	Exceder índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	1.079
LUZ OSORNO	Res. Ex. 2035 de fecha 28.08.2013	VIALIDAD	Falta de permiso de Vialidad.	Judicializada	11.239

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

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

18 Otros Pasivos no Financieros

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	16.233.409	17.853.313	-	-
Otras obras de terceros	5.696.378	4.968.089	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	11.332.555	11.757.727
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	8.352.171	4.696.441
Totales	21.929.787	22.821.402	19.684.726	16.454.168

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2.

(*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$5.748.323 al 31 de diciembre de 2015 y M\$3.518.619 al 31 de diciembre de 2014 y Eletrans II S.A. por M\$2.462.494 al 31 de diciembre de 2015 y M\$1.045.725 al 31 de diciembre de 2014. Ver Nota 31.

19 Patrimonio

19.1 Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 el capital social de SAESA asciende a M\$304.501.634. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

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

19.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2015 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00295712 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014, lo que significó un pago total de M\$26.630.000. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2015.

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

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

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

19.1.3 Otras reservas

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

Al 31 de diciembre de 2015

	Saldo al 01 de enero de 2015 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	532.416	1.636.078			2.168.494
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(336.452)		(669.893)		(1.006.345)
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(3.445.478)		168.150		(3.277.328)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(376.759)			(373.012)	(749.771)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS y SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	21.331.622	1.636.078	(501.743)	(373.012)	22.092.945

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2014

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

19.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan 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\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.920.184	666.370
Eletrans S.A.	(547.558)	(120.769)
Eletrans II S.A.	(79.989)	(17.270)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	47.189	4.085
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	827.258	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	1.410	-
Totales	2.168.494	532.416

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales o negocios conjuntos que tienen moneda funcional dólar.

19.1.5 Ganancias Acumuladas

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

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	70.835.636	4.053.089	74.888.725
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	21.369.656		21.369.656
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(18.418.020)		(18.418.020)
Provisión dividendo mínimo del año	(6.410.897)		(6.410.897)
Saldo final al 31/12/2015	67.376.375	4.053.089	71.429.464

La utilidad distributable 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\$21.369.656.

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

La utilidad distributable 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\$27.373.266.

19.2 Gestión de capital

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

19.3 Restricciones a la disposición de fondos

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

19.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y de resultados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7827	6,7933	72.053.504	69.388.782	3.930.432	5.056.105	4.887.173	4.713.789	266.589	343.476
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	120.609.940	105.104.640	15.158.583	15.084.219	656.061	571.720	82.456	82.050
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	15.934.231	15.977.786	2.233.656	2.321.613	16.668	16.713	2.336	2.428
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	5.174.266	8.391.295	(609.365)	372.318	5.174	8.391	(609)	372
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	10,0000	10,0000	(463.226)	(109.283)	(128.838)	(38.929)	(46.323)	(10.928)	(12.884)	(3.893)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	49,9000	0,0000	11.844.160	-	(55.518)	-	11.466.001	-	(27.703)	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	0,1000	0,0000	355.472	-	(318)	-	710	-	-	-
TOTALES							16.985.464	5.299.685	310.185	424.433

20 Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Venta de Energía	293.037.286	281.781.494
Ventas de energía	293.037.286	281.781.494
Otras Prestaciones y Servicios	5.683.536	5.204.076
Apoyos	310.108	450.770
Arriendo de medidores	875.529	875.137
Cortes y reposición	1.287.396	1.347.817
Pagos fuera de plazo	2.852.348	2.229.244
Otros	358.155	301.108
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	298.720.822	286.985.570

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Otros Ingresos		
Construcción de obras y trabajos a terceros	10.905.370	9.782.497
Venta de materiales y equipos	8.928.065	5.482.039
Arrendamientos	688.891	629.892
Intereses Créditos y Préstamos	981.661	842.109
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.285.427	4.415.328
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.319.468	1.958.209
Otros Ingresos	1.324.188	872.810
Total Otros ingresos, por naturaleza	29.433.070	23.982.884

21 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	199.071.073	186.926.476
Combustibles para generación y materiales (ver nota 8)	19.012.111	15.643.102
Totales	218.083.184	202.569.578

22 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	14.885.742	13.263.331
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	2.161.149	1.973.801
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	1.265.488	1.213.284
Activación costo de personal (ver nota 12)	(2.249.827)	(1.682.467)
Totales	16.062.552	14.767.949

23 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

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

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Depreciaciones	15.392.366	13.846.506
Amortizaciones de Intangibles	1.135.841	865.632
Totales	16.528.207	14.712.138

24 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	8.045.775	6.637.859
Sistema generación	1.306.691	1.139.199
Mantención medidores, ciclo comercial	6.007.673	5.268.449
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.268.020	1.223.321
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	38.540	22.911
Provisiones y castigos	1.208.578	1.212.841
Gastos de administración	9.188.859	8.779.855
Egresos por construcción de obras a terceros	8.364.408	6.357.050
Otros gastos por naturaleza	1.373.918	900.891
Totales	36.802.462	31.542.376

25 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	2.824.411	785.671
Otros ingresos financieros	588.052	791.216
Total Ingresos Financieros	3.412.463	1.576.887

Costos Financieros	31/12/2015	31/12/2014
	M\$	M\$
Gastos por bonos	(5.917.681)	(4.657.104)
Otros gastos financieros	(2.832.028)	(2.514.705)
Activación gastos financieros (ver nota 12)	805.918	789.228
Total Costos Financieros	(7.943.791)	(6.382.581)

Resultado por unidades de reajuste	(6.313.327)	(5.918.887)
Diferencias de cambio	1.838.556	(1.246.722)
Positivas	3.298.868	107.949
Negativas	(1.460.312)	(1.354.671)
Total Costo Financiero	(12.418.562)	(13.548.190)

Total Resultado Financiero	(9.006.099)	(11.971.303)
-----------------------------------	--------------------	---------------------

26 Información por Segmento

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

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

El negocio de la Sociedad y filiales es analizado, desde una perspectiva de asignación de recursos y costos, en términos agregados consolidados. Esto, porque uno de los focos principales del negocio es el control de los gastos (siempre dentro del cumplimiento normativo que permita el buen desempeño de la Sociedad y sus filiales), en la medida que las tarifas están reguladas por Ley y aseguran un retorno estable para sus activos.

No obstante lo anterior, el informe de gestión también incluye un detalle desagregado según empresa, que permite visualizar de mejor manera los costos, y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional, según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
ACTIVOS CORRIENTES																				
Electivo y equivalentes al efectivo	5.627.343	48.813.258	1.897.639	420.445	5.545	81.007	4.938.368	3.310.186	8.692.811	5.268.547	403.554	2.658.691	68.238	-	355.790	-	-	-	21.989.288	60.552.134
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros corrientes	216.213	168.636	32.699	9.559	354.089	231.419	-	-	186.891	170.088	12.677	-	4.340	-	-	-	-	-	806.909	579.702
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	70.865.486	81.126.676	5.824.494	6.180.580	5.469.337	7.069.559	1.123.243	1.667.517	4.353.331	3.633.354	17.735	-	19.424	-	-	-	-	-	87.673.050	99.677.686
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	45.193.280	20.954.724	34.688	8.539	71.175	58.609	265.353	5.013.760	8.982.860	10.579.996	17.988	30.338	-	-	-	-	-	(52.210.718)	(34.049.235)	2.374.626
Inventarios corrientes	8.872.476	7.875.424	201.253	127.713	1.473.274	1.018.005	-	-	1.535.591	1.462.773	-	-	-	-	-	-	-	-	12.082.594	10.483.915
Activos por impuestos corrientes, corrientes	1.710.810	1.273.273	197.624	52.990	2.801.103	54.244	271.116	-	514.192	1.065.655	5.594.829	579.500	1.149.645	-	-	-	-	-	12.239.319	3.025.662
Total de Activos Corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	132.485.608	160.211.991	8.188.397	6.799.826	10.174.523	8.512.843	6.618.080	9.991.463	24.265.676	22.180.413	6.046.783	3.268.529	1.241.647	-	355.790	-	(52.210.718)	(34.049.235)	137.165.786	176.915.830
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	132.485.608	160.211.991	8.188.397	6.799.826	10.174.523	8.512.843	6.618.080	9.991.463	24.265.676	22.180.413	6.046.783	3.268.529	1.241.647	-	355.790	-	(52.210.718)	(34.049.235)	137.165.786	176.915.830
ACTIVOS NO CORRIENTE																				
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	2.381.368	5.479.871	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.381.368	5.479.871
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.430	59.429	94.610	80.833	1.059	1.059	-	-	-	-	-	-	-	-	155.606	141.828
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9.775.183	10.282.271	114.093	160.722	251.959	482.777	-	-	352.968	435.899	-	-	-	-	-	-	-	-	10.494.203	11.361.669
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	208.561.627	193.551.890	-	-	378.159	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(208.939.786)	(193.551.890)	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	5.034.253	4.692.898	496.770	24.424	30.153.022	19.499.897	-	-	238.221	127.749	-	-	8.303.268	-	-	-	-	-	44.225.534	24.344.968
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	144.050.290	141.084.774	15.234.158	15.705.405	140.770.710	139.085.990	-	-	59.138.765	57.416.919	35.556.324	3.341.567	14.022.475	-	-	-	-	-	408.772.722	356.634.655
Activos por impuestos diferidos	5.859.716	5.295.351	117.818	107.257	3.540.002	3.870.421	54.206	47.687	238.931	247.956	252.562	122.892	283.204	-	-	-	2.785	-	10.349.224	9.691.564
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	547.697.582	529.323.697	15.962.939	15.997.808	177.534.650	168.478.385	148.816	128.520	59.969.944	58.229.582	35.808.886	3.464.459	22.608.947	-	-	-	(208.937.001)	(193.551.890)	650.794.663	582.070.561
TOTAL ACTIVOS	680.183.190	689.535.688	24.151.236	22.797.634	187.709.173	176.991.228	6.766.896	10.119.983	84.235.620	80.409.995	41.855.669	6.732.988	23.850.594	-	355.790	-	(261.147.719)	(227.601.125)	787.960.449	758.986.391

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES		
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
PASIVOS CORRIENTES																					
Otros pasivos financieros corrientes	9.341.412	9.010.723	-	-	-	-	-	-	-	-	-	857.880	482.369	1.120.171	-	-	-	-	-	11.319.463	9.493.092
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	36.696.874	35.336.511	1.736.008	2.061.517	5.198.961	3.561.189	1.321.427	1.085.341	2.463.702	1.872.741	1.748.059	33.145	272.661	-	-	-	-	-	-	49.437.692	43.950.444
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	38.558.815	49.585.609	3.905.456	2.688.471	38.496.854	45.762.517	271.178	453.677	1.411.397	1.478.845	39.612.802	6.326.757	10.570.170	-	-	-	(52.210.718)	(34.049.235)	80.615.954	72.246.641	
Otras provisiones corrientes	1.445.382	140.969	21.145	17.425	32.904	31.618	-	-	171.712	15.575	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.671.143	205.587
Pasivos por Impuestos corrientes, corriente	1.975.352	2.274.083	256.947	333.245	10.317	115.251	25	189.670	2.250	262.064	2.467	-	2.396	-	318	-	-	-	-	2.250.072	3.174.313
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.460.907	3.396.344	95.833	103.120	547.515	522.017	-	-	347.990	361.547	91.863	-	37.430	-	-	-	-	-	-	4.581.538	4.383.028
Otros pasivos no financieros corrientes	19.120.398	21.157.841	930.465	385.957	644.560	778.927	-	-	1.234.364	498.677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21.929.787	22.821.402
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	110.599.140	120.902.080	6.945.854	5.589.735	44.931.111	50.771.519	1.592.630	1.728.688	5.631.415	4.489.449	42.313.071	6.842.271	12.002.828	-	318	-	(52.210.718)	(34.049.235)	171.805.649	156.274.507	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	110.599.140	120.902.080	6.945.854	5.589.735	44.931.111	50.771.519	1.592.630	1.728.688	5.631.415	4.489.449	42.313.071	6.842.271	12.002.828	-	318	-	(52.210.718)	(34.049.235)	171.805.649	156.274.507	
PASIVOS NO CORRIENTES																					
Otros pasivos financieros no corrientes	158.209.163	159.525.130	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	158.209.163	159.525.130
Pasivo por impuestos diferidos	358.209	196.721	1.181.900	1.160.994	10.133.607	8.773.544	-	-	6.080.716	6.082.604	-	-	-	-	-	-	2.785	-	-	17.757.217	16.213.863
Otros pasivos no financieros no corrientes	8.648.465	4.679.402	622	434	11.427.771	11.849.500	-	-	24.771	23.187	-	-	-	-	-	-	(416.903)	(98.355)	19.684.726	16.454.168	
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	4.344.170	3.510.374	88.629	68.685	606.744	492.025	-	-	445.214	425.973	5.824	-	3.606	-	-	-	-	-	-	5.494.187	4.497.057
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	171.560.007	167.911.627	1.271.151	1.230.113	22.168.122	21.115.069	-	-	6.550.701	6.531.764	5.824	-	3.606	-	-	-	(414.118)	(98.355)	201.145.293	196.690.218	
TOTAL PASIVOS	282.159.147	288.813.707	8.217.005	6.819.848	67.099.233	71.886.588	1.592.630	1.728.688	12.182.116	11.021.213	42.318.895	6.842.271	12.006.434	-	318	-	(52.624.836)	(34.147.590)	372.950.942	352.964.725	
PATRIMONIO																					
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	396.024.043	400.721.981	15.934.231	15.977.786	120.609.940	105.104.640	5.174.266	8.391.295	72.053.504	69.388.782	(463.226)	(109.283)	11.844.160	-	355.472	-	(225.508.347)	(198.753.220)	396.024.043	400.721.981	
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.985.464	5.239.685	16.985.464	5.239.685	
TOTAL PATRIMONIO	396.024.043	400.721.981	15.934.231	15.977.786	120.609.940	105.104.640	5.174.266	8.391.295	72.053.504	69.388.782	(463.226)	(109.283)	11.844.160	-	355.472	-	(208.522.883)	(193.453.535)	415.009.507	406.021.666	
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	680.183.190	689.535.688	24.151.236	22.797.634	187.709.173	176.991.228	6.766.896	10.119.983	84.235.620	80.409.995	41.855.669	6.732.988	23.850.594	-	355.790	-	(261.147.719)	(227.601.125)	787.960.449	758.986.391	

Estado de Resultados Integrales	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES		
	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	11/09/2014 al	04/03/2015 al	01/01/2014 al	15/10/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al	01/01/2015 al	01/01/2014 al	
	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014	
Ganancia (Pérdida)	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de Actividades Ordinarias	218.204.057	207.395.105	15.928.580	15.992.754	26.753.767	26.167.971	19.392.671	18.677.695	18.441.747	18.752.045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	298.720.822	286.985.570
Otros ingresos	24.542.019	20.525.972	659.876	654.327	2.880.745	1.529.040	94.797	87.481	1.255.633	1.186.064	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.433.070	23.982.884
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(180.713.437)	(167.393.877)	(11.281.543)	(11.496.236)	(465.244)	(299.484)	(18.981.370)	(17.142.763)	(6.641.590)	(6.237.218)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(218.083.184)	(202.569.578)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(12.021.210)	(11.181.542)	(417.429)	(423.695)	(1.653.760)	(1.502.368)	-	-	(1.918.216)	(1.660.344)	(51.937)	-	-	-	-	-	-	-	-	(16.062.552)	(14.767.949)
Gasto por Depreciación y Amortización	(9.228.605)	(7.939.635)	(862.342)	(771.584)	(3.556.452)	(3.474.778)	-	-	(2.880.808)	(2.526.141)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(16.528.207)	(14.712.138)
Otros Gastos por Naturaleza	(25.788.455)	(21.967.649)	(1.199.028)	(1.192.874)	(5.253.101)	(3.905.628)	(35.337)	(60.157)	(4.387.743)	(4.412.806)	(42.924)	(3.262)	(95.874)	-	-	-	-	-	-	(36.802.462)	(31.542.376)
Otras Ganancias (Pérdidas)	178.572	86.337	(8.568)	(16.457)	2.364	20.972	-	-	26.413	(14.903)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198.781	75.949
Ingresos Financieros	1.750.012	1.119.876	35.594	39.570	1.294.929	821.558	262.749	371.658	689.011	635.407	7.484	7.477	2.512	-	-	-	(629.828)	(1.418.659)	3.412.463	1.576.887	1.576.887
Costos Financieros	(7.304.824)	(6.195.054)	(83.764)	(26.857)	(1.175.246)	(1.534.555)	-	-	(2.046)	(1.540)	(7.380)	(43.234)	(359)	-	-	-	629.828	1.418.659	(7.943.791)	(6.382.581)	(6.382.581)
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación	16.921.147	20.879.858	-	-	(27.815)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20.218.447)	(22.370.893)	(3.325.115)	(1.491.035)	(1.491.035)
Diferencias de Cambio	3.256.997	33.744	-	(6)	(431)	(4.012)	(1.241.291)	(1.262.181)	(2.487)	2	(182.592)	(14.269)	8.360	-	-	-	-	-	1.838.556	(1.246.722)	(1.246.722)
Resultados por Unidades de Reajuste	(6.758.472)	(6.501.529)	11.806	7.616	273.173	523.306	7.954	10.320	22.131	41.400	114.593	-	15.488	-	-	-	-	-	-	(6.313.327)	(5.918.887)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	23.037.801	28.861.606	2.783.182	2.766.558	19.072.929	18.342.022	(499.827)	682.053	4.602.045	5.761.966	(162.756)	(53.288)	(69.873)	-	-	-	(20.218.447)	(22.370.893)	28.545.054	33.990.024	33.990.024
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.668.145)	(1.468.340)	(549.526)	(444.945)	(3.914.346)	(3.257.803)	(109.538)	(309.735)	(671.613)	(705.861)	33.918	14.359	14.355	-	(318)	-	-	-	-	(6.865.213)	(6.192.325)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	21.369.656	27.373.266	2.233.656	2.321.613	15.158.583	15.084.219	(609.365)	372.318	3.930.432	5.056.105	(128.838)	(38.929)	(55.518)	-	(318)	-	(20.218.447)	(22.370.893)	21.679.841	27.797.699	27.797.699
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	21.369.656	27.373.266	2.233.656	2.321.613	15.158.583	15.084.219	(609.365)	372.318	3.930.432	5.056.105	(128.838)	(38.929)	(55.518)	-	(318)	-	(20.218.447)	(22.370.893)	21.679.841	27.797.699	27.797.699

27 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos efectuados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	8.928	556
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	5.672	2.218
Saesa	Gestión de residuos	Costo	31.229	2.635
Saesa	Reforestaciones	Inversión	-	11.919
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	788	512
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	11.680	43.764
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
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	6.390	3.323
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	17.973	5.962
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	559	96
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	38.508	11.505
STN	Proyectos de inversión	Inversión	76.176	-
STC	Reforestaciones	Inversión	18.820	-
STC	Evaluación ambiental	Inversión	124.889	-
Totales			658.548	187.523

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

28 Garantías Comprometidas con Terceros

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

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

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha Liberación Garantía			
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor Garantía	2016	2017	2018	2019
Agencia Chilena de Eficiencia Energética	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	637.245	102.000	535.245	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	352.021	100.910	9.611	241.500	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	14.772.217	13.169.322	1.089.295	513.600	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	8.760.601	3.345.192	5.415.410	-	-
Consorcio Viaducto Chamiza S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	77.165	77.165	-	-	-
Director de Validad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	279.409	279.409	-	-	-
Director de Validad Región del Bio Bio	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	68.788	68.788	-	-	-
Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	82.882	82.882	-	-	-
Municipalidad de Río Bueno	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	24.810	24.810	-	-	-
Serwi Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.212.868	1.212.868	-	-	-
Transelc S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	25.629	25.629	-	-	-
Chilquinta Energía S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	7.556.102	2.869.046	-	2.102.074	2.584.982
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	10.454.976	8.820.187	326.958	-	1.307.831
San Andrés Solar SPA	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	142.032	142.032	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	791.987	-	408.759	383.228	-
Director de Validad	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	12.815	12.815	-	-	-
Director de Validad Región del Bio Bio	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.563	2.563	-	-	-
Fisco de Chile Servicio Nacional de Aduanas	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.059	2.059	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	751.182	-	621.286	129.896	-
Director de Validad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.638	5.638	-	-	-
Director de Validad Región del Bio Bio	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	32.395	32.395	-	-	-
Agrícola La Laguna Ltda.	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	142.032	142.032	-	-	-
Director de Validad	STS	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.022	7.022	-	-	-
Director de Validad 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	-	-
Aguas de Antofagasta S.A.	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	51.258	51.258	-	-	-
Director Regional de Validad, Región Antofagasta	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.228	5.228	-	-	-
The Antofagasta (Chili) and Bolivia Railway PLC	STN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	116.128	116.128	-	-	-
Sociedad Contractual Minera Atacama Kozan	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	7.689	7.689	-	-	-
Totales					49.227.580	30.717.266	11.247.204	3.370.298	3.892.813

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

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

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

Durante el año 2013 en el marco de la presentación a la propuesta de los proyectos Nueva Línea 1x220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por

seriedad de la propuesta y para constitución S.A. abierta de giro exclusivo transmisión (Eletrans II S.A.).

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

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

Tal como se aprecia, el monto total garantizado por este concepto alcanza a M\$7.556.102 al 31.12.2015.

29 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2015 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$10.065.094 (M\$11.217.362 en 2014).

30 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2015											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES M\$	ACTIVOS NO CORRIENTES M\$	PASIVOS CORRIENTES M\$	PASIVOS NO CORRIENTES M\$	INGRESOS ORDINARIOS M\$	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA M\$	RESULTADO INTEGRAL TOTAL M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	11.416.170	182.527.739	56.933.939	22.171.728	26.753.767	15.130.880	15.903.552
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	24.265.676	59.972.729	5.631.415	6.553.486	18.441.747	3.930.432	3.844.020
96.531.500-4	COMPANIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.188.397	15.962.839	6.945.854	1.271.151	15.928.580	2.233.656	2.230.059
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	6.618.080	148.816	1.592.630	-	19.392.671	(609.365)	645.704
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	6.046.783	35.808.886	42.313.071	5.824	-	(128.838)	(353.943)
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	1.241.647	22.608.947	12.002.828	3.606	-	(55.518)	753.392
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	355.790	-	318	-	-	(318)	1.095

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

31 Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos

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

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

ACTIVOS	31/12/2015 MUSD	31/12/2014 MUSD	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	15.264,75	6.125,87	10.840.415	3.716.872
ACTIVOS NO CORRIENTES	92.067,10	54.294,15	65.382.372	32.942.976
TOTAL ACTIVOS	107.331,85	60.420,02	76.222.787	36.659.848

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2015 MUSD	31/12/2014 MUSD	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES	3.761,88	6.008,41	2.671.537	3.645.603
PASIVOS NO CORRIENTES	119.758,78	66.009,86	85.047.895	40.051.483
PATRIMONIO	(16.188,81)	(11.598,25)	(11.496.645)	(7.037.238)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	107.331,85	60.420,02	76.222.787	36.659.848

Estado de Resultados Integrales	01/01/2015 al 31/12/2015 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Ganancia (pérdida)				
Ingresos actividades ordinarias	935,06	-	658.644	-
Otros ingresos	11,17	17,04	7.476	9.496
Otros gastos, por naturaleza	(544,07)	(456,54)	(362.303)	(261.687)
Ingresos financieros	37,55	160,99	25.564	89.395
Costos financieros	(4.399,14)	(569,62)	(2.832.879)	(279.297)
Diferencias de cambio	(8.443,67)	(3.482,33)	(5.558.784)	(1.877.245)
Resultado por unidades de reajuste	96,51	-	60.901	-
Pérdida, antes de impuestos	(12.306,59)	(4.330,46)	(8.001.381)	(2.319.338)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	3.058,11	814,57	1.989.964	431.895
Pérdida procedente de operaciones continuadas	(9.248,48)	(3.515,89)	(6.011.417)	(1.887.443)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(9.248,48)	(3.515,89)	(6.011.417)	(1.887.443)

Estado del Resultado Integral	01/01/2015 al 31/12/2015 MUSD	01/01/2014 al 31/12/2014 MUSD	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$	01/01/2014 al 31/12/2014 M\$
Pérdida	(9.248,48)	(3.515,89)	(6.011.417)	(1.887.443)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	6.382,04	(3.608,37)	3.295.323	(2.789.542)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	6.382,04	(3.608,37)	3.295.323	(2.789.542)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(1.723,15)	721,67	(889.737)	557.908
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(1.723,15)	721,67	(889.737)	557.908
Otro Resultado Integral	4.658,89	(2.886,70)	2.405.586	(2.231.634)
Resultado Integral Total	(4.589,59)	(6.402,59)	(3.605.831)	(4.119.077)

Al 31 de diciembre de 2015, debido al patrimonio negativo de Eletrans S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$5.748.323 y al 31 de diciembre de 2014, M\$3.518.619. El resultado del año por M\$3.005.709, corresponde al 50% de la pérdida de Eletrans S.A. (M\$943.722 en 2014).

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans II S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

ACTIVOS	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	4.919,30	14.473,18	3.493.490	8.781.602
ACTIVOS NO CORRIENTES	28.106,46	14.417,97	19.960.084	8.748.103
TOTAL ACTIVOS	33.025,76	28.891,15	23.453.574	17.529.705

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2015	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	580,60	28.794,93	412.319	17.471.324
PASIVOS NO CORRIENTES	39.380,20	3.543,19	27.966.243	2.149.830
PATRIMONIO	(6.935,04)	(3.446,97)	(4.924.988)	(2.091.449)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	33.025,76	28.891,15	23.453.574	17.529.705

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2014 al 31/12/2014	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2014 al 31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Otros ingresos	-	27,15	-	16.310
Otros gastos, por naturaleza	(190,83)	(184,16)	(120.492)	(109.160)
Ingresos financieros	207,94	309,01	132.563	177.664
Costos financieros	(465,94)	(451,74)	(302.254)	(246.604)
Diferencias de cambio	(943,25)	(2.135,53)	(636.308)	(1.216.061)
Resultado por unidades de reajuste	85,57	-	54.000	-
Pérdida, antes de impuestos	(1.306,51)	(2.435,27)	(872.491)	(1.377.851)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	350,00	500,55	233.677	283.225
Pérdida procedente de operaciones continuadas	(956,51)	(1.934,72)	(638.814)	(1.094.626)
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(956,51)	(1.934,72)	(638.814)	(1.094.626)

Estado del Resultado Integral	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2014 al 31/12/2014	01/01/2015 al 31/12/2015	01/01/2014 al 31/12/2014
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Pérdida	(956,51)	(1.934,72)	(638.814)	(1.094.626)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(3.427,46)	(2.830,81)	(2.805.922)	(1.299.734)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(3.427)	(2.830,81)	(2.805.922)	(1.299.734)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	925,41	764,32	757.599	350.928
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	925,41	764,32	757.599	350.928
Otro Resultado Integral	(2.502,04)	(2.066,49)	(2.048.323)	(948.806)
Resultado Integral Total	(3.458,55)	(4.001,21)	(2.687.137)	(2.043.432)

Al 31 de diciembre de 2015, debido al patrimonio negativo de Eletrans II S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$2.462.494 y al 31 de diciembre de 2014, M\$1.045.725. El resultado del año por M\$319.407, corresponde al 50% de la pérdida de Eletrans II S.A. (M\$547.313 en 2014).

32 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2015 M\$
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2015 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	UF	3,00%	2.390.169	2.358.363	4.748.532	4.621.309	4.494.112	4.366.915	-	-	13.482.336
Chile	UF	3,60%	457.249	457.249	914.498	914.497	914.497	914.497	914.497	31.801.908	35.459.896
Chile	UF	3,75%	-	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	82.522.207	92.044.491
Chile	UF	1,16%	-	3.945.855	3.945.855	3.912.024	3.878.194	-	-	-	7.790.218
Chile	UF	3,20%	813.672	813.672	1.627.344	1.627.345	1.627.345	1.627.345	1.627.345	74.447.855	80.957.235
Totales			3.661.090	9.955.710	13.616.800	13.455.746	13.294.719	9.289.328	4.922.413	188.771.970	229.734.176

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

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre 2015									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2015 M\$	
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2015 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.390.169	2.358.363	4.748.532	4.621.309	4.494.112	4.366.915	-	-	13.482.336	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	457.249	457.249	914.498	914.497	914.497	914.497	914.497	31.801.908	35.459.896	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN'397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	2.380.571	82.522.207	92.044.491	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN'301	Chile	UF	1,51%	1,16%	-	3.945.855	3.945.855	3.912.024	3.878.194	-	-	-	7.790.218	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON'742	Chile	UF	3,26%	3,20%	813.672	813.672	1.627.344	1.627.345	1.627.345	1.627.345	1.627.345	74.447.855	80.957.235	
Totales								3.661.090	9.955.710	13.616.800	13.455.746	13.294.719	9.289.328	4.922.413	188.771.970	229.734.176	

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de diciembre 2014									
								Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2014 M\$	
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$	al 31/12/2014 M\$	Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$			
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.357.824	2.327.267	4.685.091	4.562.866	4.440.640	4.318.414	4.196.189	-	17.518.109	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	439.368	439.368	878.736	878.737	878.737	878.737	878.737	31.437.335	34.952.283	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN'397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	2.287.500	81.583.434	90.733.434	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN'301	Chile	UF	1,23%	0,88%	-	3.824.096	3.824.096	3.791.588	3.759.081	3.726.573	-	-	11.277.242	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON'742	Chile	UF	3,26%	3,20%	781.862	781.862	1.563.724	1.563.723	1.563.723	1.563.723	1.563.723	73.100.978	79.355.870	
Totales								3.579.054	9.660.093	13.239.147	13.084.414	12.929.681	12.774.947	8.926.149	186.121.747	233.836.938	

33 Moneda Extranjera

ACTIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	488.798	71.931
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	5.409.330	5.897.800
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	3.276.488	2.834.409
(*)	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	Peso chileno	Dólar	1.142.667	1.667.517
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	285.353	5.044.098
(***)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso Chileno	35.317.197	-
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	7.015.590	579.500
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES				52.935.423	16.095.255
ACTIVOS NO CORRIENTE					
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	7.827.904	9.545.500
(*)	Activos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	54.206	47.687
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES				7.882.110	9.593.187
TOTAL ACTIVOS				60.817.533	25.688.442
PASIVOS		Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2015 M\$	31/12/2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.341.412	9.010.723
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	3.342.147	1.118.486
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	270.766	316.410
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	3.057.669	3.218.328
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	5.207	379.340
	Otros Pasivos no financieros corrientes	Dólar	Peso chileno	8.210.819	4.564.344
TOTAL PASIVOS CORRIENTES				24.228.020	18.607.631
PASIVOS NO CORRIENTES					
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	158.209.163	159.525.130
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				158.209.163	159.525.130
TOTAL PASIVOS				182.437.183	178.132.761

(*) Cuentas en pesos que corresponden a las filiales SGA, STC, STN, que tiene moneda funcional dólar.

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

(***) Transacciones denominadas en dólares entre la Sociedad (moneda funcional peso) y sus filiales con moneda funcional dólar.

34 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 sus filiales cumplen con este último requisito, quedando obligadas 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 – Sociedad Austral de Electricidad 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	137.166	176.916	(39.750)	(22%)
Activos no corrientes	650.795	582.071	68.724	12%
Total activos	787.961	758.987	28.974	4%
Pasivos corrientes	171.806	156.275	15.531	10%
Pasivos no corrientes	201.145	196.690	4.455	2%
Patrimonio	415.010	406.022	8.988	2%
Total pasivos y patrimonio	787.961	758.987	28.974	4%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$28.974 respecto de diciembre de 2014, explicado por una disminución en los Activos corrientes de MM\$39.750 y un aumento en los Activos no corrientes de MM\$68.724.

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

- a) Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$38.563) principalmente por pago de dividendos, amortización de deuda financiera e Inversiones en activo fijos; compensado parcialmente con préstamo mercantil de Matriz e ingresos operacionales neto.
- b) Disminución en las Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM\$12.005), principalmente por la aplicación de decretos tarifarios emitidos en 2015, que instruyeron los cobros retroactivos (años 2011 a 2013) en la tarifa del cliente final (estos montos ya habían sido reconocidos como una cuenta por cobrar al cierre de 2014 en consistencia con decretos y cálculos a esa fecha emitidos) y disminución de cuentas por cobrar relacionadas con obras FNDR.

Lo anterior compensado parcialmente por:

- a) Aumento en Inventarios (MM\$1.599), por incremento en el stock de materiales destinados principalmente a la mantención y obras de ampliación del sistema eléctrico y existencias para ventas al detalle de productos y servicios.
- b) Aumento en Activos por impuestos corrientes (MM\$9.214), principalmente por mayor IVA crédito fiscal por recuperar en filiales Sistema de Transmisión del Norte S.A (STN) y Sistema de Transmisión del Centro S.A (STC), producto de inversiones en líneas de Transmisión, que comenzarán a generar ingresos en 2016.

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

- a) Aumento en Activos intangibles distintos a la plusvalía (MM\$19.881), por incorporación de servidumbres en filial STC (adquirida en marzo de 2015) y STS.
- b) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$52.138) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con la depreciación de Propiedades, planta y equipo.

2) Pasivos

Los Pasivos aumentan en MM\$19.986 respecto de diciembre de 2014, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$15.531 y en los Pasivos no corrientes de MM\$4.455.

La variación positiva del ítem de Pasivos corrientes, se explica por:

- a) Aumento en Otros pasivos financieros (MM\$1.826), principalmente por efecto del derivado de moneda tomado por las filiales STN y 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 en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$5.487), principalmente por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra y quedaron provisionadas a pago para el año 2016.
- c) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$8.369), principalmente por incremento en cuentas por pagar a Matriz.

El aumento de los Pasivos no corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Otros pasivos no financieros (MM\$3.231), por el reconocimiento del patrimonio negativo de Eletrans S.A., Eletrans II S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa) y STN.
- b) Aumento en Provisiones no corrientes por beneficio a los empleados (MM\$997), por mayor provisión de Indemnización por Años de Servicio (IAS), originada por la utilización de una tasa de descuento menor respecto de 2014 (5,94% a 5,1%), para el cálculo actuarial.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$8.988 respecto de diciembre de 2014, principalmente por el resultado del periodo (MM\$21.680), participación no controladora correspondiente al aporte de Eléctrica La Puntilla S.A. al proyecto STC (MM\$11.826) y ajuste de conversión de las filiales SGA, STN, STC y de las relacionadas Eletrans S.A y Eletrans II (MM\$1.636); compensado parcialmente por provisión de dividendo mínimo (MM\$6.411), pago de dividendos neto de provisión (MM\$18.418), efecto de pérdidas actuariales (MM\$373) por cambio en la tasa de descuento de 5,94% a 5,1% nominal y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y filiales STN y STC (MM\$502).

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-15	dic-14	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,8	1,1	(29,5%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,7	1,1	(31,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,9	0,9	3,4%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	7,2	9,7	(26,0%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	46,1%	44,3%	4,0%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	53,9%	55,7%	(3,2%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	75.886	32.793	131,4%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	6,7	3,4	98,9%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	54	108	(49,9%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	80,8	97,0	(16,6%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	57.206	62.089	(7,9%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	5,28%	6,99%	(24,5%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	2,80%	3,93%	(28,7%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	10,63%	13,68%	(22,3%)
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0024	0,0030	(21,9%)

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) Rotación Cuentas por Cobrar:

$$= \left(\frac{\text{Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes}}{(\text{Ingreso de Actividades Ordinarias} + \text{Otros Ingresos, por Naturaleza}) \times 1,19} \right) \times 360$$

(10) Ebitda (12 meses móviles):

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

(11) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(14) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-15 MM\$	dic-14 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	328.154	310.969	17.185	6%
Materias primas y consumibles utilizados	(218.083)	(202.570)	(15.513)	8%
Margen de contribución	110.071	108.399	1.672	2%
Gasto por beneficio a los empleados	(16.063)	(14.768)	(1.295)	9%
Otros gastos por naturaleza	(36.802)	(31.542)	(5.260)	17%
Resultado bruto de explotación	57.206	62.089	(4.883)	(8%)
Gasto por depreciación y amortización	(16.528)	(14.713)	(1.815)	12%
Resultado de explotación	40.678	47.376	(6.698)	(14%)
Resultado financiero	(9.007)	(11.971)	2.964	(25%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	(3.325)	(1.491)	(1.834)	123%
Otras ganancias (pérdidas)	199	76	123	162%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	28.545	33.990	(5.445)	(16%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(6.865)	(6.192)	(673)	11%
Ganancia (pérdida)	21.680	27.798	(6.118)	(22%)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	21.370	27.373	(6.003)	(22%)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	310	424	(114)	(27%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del mismo periodo del año anterior, en MM\$6.698, lo que se explica por:

- a) Mayores Gastos del personal (MM\$1.295), por indexación por IPC y otros costos del personal por incremento en la dotación promedio.
- b) Mayores gastos en el ítem Otros gastos por naturaleza (MM\$5.260), por:
 - Mayores Gastos en operación y mantención del sistema eléctrico debido a un incremento en el número de emergencias climáticas en comparación con el mismo periodo del año anterior
 - Mayores Costos en contratistas que participan en las actividades comerciales de distribución (lectura de medidores, reparto de boletas, corte y reposición de suministro y otros).

- Otros Gastos por naturaleza, producto de mayores gastos en construcción de obras de terceros, en comparación con el año anterior.
- c) Mayor Gasto por depreciación y amortización (MM\$1.815), por aumento en el nivel de inversión, principalmente en 2014.

Lo anterior, parcialmente compensado con mayor Margen de contribución por MM\$1.672, debido a:

- Mayor Margen de distribución (MM\$1.424) por incremento en la venta de energía (2,95%) y mejor estructura de precio de venta. Adicionalmente, el año 2014 considera reliquidaciones de recargo de subtransmisión por entrada en vigencia de nuevas tarifas de subtransmisión, que afectaron positivamente al margen de contribución en ese año (MM\$4.411).
- Menor Margen en generación Edelayesen (MM\$1.258), por cambio en la matriz de generación respecto al año anterior (mayor generación térmica producto de condiciones climáticas y disponibilidad de centrales).
- Menor Margen en comercialización (MM\$1.124), debido a costos marginales (precios de venta) más bajos que el periodo anterior.
- Mayores ingresos en Construcción de obras de terceros y otros servicios por MM\$2.388 (en comparación con el año anterior) que está relacionado con mayores Costos por construcción.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva (menor pérdida) de MM\$2.964 con respecto al año anterior, originado principalmente por ingreso en Diferencias de cambio (MM\$ 3.085) por crédito en cuenta corriente en dólares de Saesa a sus filiales STN y STC (que tienen moneda funcional dólar).

- 3) Mayor Pérdida en participación en las ganancias de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación por (MM\$1.834), correspondiente a las empresas Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. que se encuentran en etapa de construcción de su activo relevante, por lo que no generan ingresos significativos a la fecha. Este valor negativo se relaciona con la evolución de un derivado de flujo de caja tomado por Eletrans (moneda funcional dólar) para fijar en dólares los pagos en UF del contrato de construcción de la línea de transmisión de esa empresa.



- 4) Mayor Gasto por impuesto a las ganancias (MM\$673), por incremento en la tasa impositiva producto de reforma tributaria publicada en septiembre 2014.
- 5) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2015 obtuvo utilidades por MM\$21.680, lo que implicó una disminución de MM\$6.118 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-15	dic-14	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	70.038	39.362	30.676	78%
de la Inversión	(80.926)	(38.053)	(42.873)	113%
de Financiación	(27.868)	39.426	(67.294)	(171%)
Flujo neto del período	(38.756)	40.735	(79.491)	(195%)
Variación en la tasa de cambio	193	30	163	543%
Incremento (disminución)	(38.563)	40.765	(79.328)	(195%)
Saldo Inicial	60.552	19.787	40.765	206%
Saldo Final	21.989	60.552	(38.563)	(64%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$21.989, mayor en un 64% respecto al año anterior.

La variación negativa del flujo neto respecto al año anterior, se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por mayores cobros de venta, producto de cobro retroactivo (tarifas de venta de años 2011-2013) de reliquidaciones a clientes finales (que se realizarán en un tiempo de 12 meses aprox.) y que corresponden a decretos de subtransmisión; compensado parcialmente con mayor pago de proveedores, a los empleados por pago de beneficios anuales e impuesto a las ganancias por incremento en la tasa de Pago Provisional Mensual (PPM).
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente por mayores compras de Propiedades, planta y equipos.
- 3) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo en Actividades de financiación, principalmente por mayor pago de dividendos y préstamos de entidades relacionadas; compensado parcialmente con importes procedentes de subvenciones del gobierno (FNDR). El año anterior presenta un saldo de efectivo positivo, producto de la emisión de Bonos Serie O en el mes de noviembre de ese año.



IV. Mercados en que participa.

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, junto a su filial Luz Osorno.

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

Saesa también está presente en el negocio de transmisión y subtransmisión, a través de sus filiales STS, STN y STC.

Por otra parte, la filial SGA comercializa en el mercado spot del CDEC-SIC parte de la energía generada por la empresa relacionada Sagesa.

V. Principales Riesgos.

1) Riesgos de Negocio

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

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

1.1) Riesgo Regulatorio

a) Cambio de la regulación

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

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio).

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

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

b) Fijación de tarifas de generación

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

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

Para evitar tener una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre los ingresos asociados al contrato con la obligación de los retiros al precio spot en el mercado mayorista, la filial SGA y la relacionada 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.

Sin embargo, SGA mantiene un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos. Por cada peso de diferencia entre precio de nudo y costo marginal (para una venta promedio mensual de 4 GWh), se generará un ingreso o pérdida de M\$ 2.400 si el costo marginal está sobre o por debajo del precio de nudo, respectivamente. La Sociedad monitorea este contrato y los precios de mercado para tomar medidas de modo de evitar que se produzcan pérdidas importantes en el mediano plazo.

c) Fijación de tarifas de distribución

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

Adicionalmente, las tarifas finales a clientes incorporan el costo de la energía contratada por la Sociedad, y que es traspasada al cliente final. Para la filial Edelayesen, las tarifas de venta incorporan en su fórmula precios 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 regirán desde noviembre 2014 a octubre 2018. Esta fijación implicó una baja en las tarifas de un 6,0% Aprox., 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 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.

e) Fijación de tarifas de transmisión troncal

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y más específicamente, en la instancia de revisión al Informe Técnico para la Determinación del Valor Anual y Expansión del Sistema de Transmisión, presentado por la CNE mediante Resolución Exenta N° 390 del 31 de Julio de 2015, ella realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad de Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser calificadas como de Transmisión Troncal. El Informe Técnico fue discrepado ante el Honorable Panel de Expertos, el que observó el informe, pero hasta la fecha no ha sido publicado.

f) Contratos de suministro

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

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

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

Por otro lado, a la luz de los futuros requerimientos de nuevos suministros regulados, la misma quiebra de una empresa generadora en 2011 (Campanario), los crecimientos

reales versus los proyectados, el término de los primeros contratos de suministro licitados, la CNE ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC, con el objeto de atender los requerimientos del período 2013-2019 y 2019-2032, denominadas “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/01” y “LICITACIÓN DE SUMINISTRO SIC 2013/02”, respectivamente.

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

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

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

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. 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, la CNE emitió un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó 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, el cual se adjudicó la energía licitada en un 100%.

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.

g) Abastecimiento de energía

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

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

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

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

2) Riesgos Financieros

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

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

2.1) Riesgos Tipo de Cambio

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

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

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

Las filiales SGA, STN, STC y SATT tienen como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Los flujos que representan estas sociedades como parte de los flujos consolidados de Saesa son de un 0,5%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de SGA presentan un exceso de activos sobre pasivos en pesos chilenos. Esta posición implica que por cada \$10 de variación en el tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$71.528, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

Al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de STN 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\$23.914, de abono o cargo según sea apreciación o devaluación de peso respecto el dólar.

También al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de 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.

Así mismo la Sociedad mantiene préstamos en cuenta corriente en dólares con sus filiales STC y STN por un monto de USD 49.731 mil dólares para la construcción de sus activos. La exposición de Saesa implica que por cada \$10 de variación del tipo de cambio peso dólar se tendrá una variación en el resultado por diferencia de cambio de M\$497.310, abono a cargo según sea devaluación o apreciación de peso respecto el dólar.

Asimismo, al 31 de diciembre de 2015, las cuentas de balance de SATT no presentan activos o pasivos distintos de la moneda funcional.

2.2) Riesgo Variación UF

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

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

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

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el periodo de cierre de estos estados financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la Sociedad de M\$ 875.084 al 31 de diciembre de 2015.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN y STC tienen flujos futuros indexados altamente al dólar, (según contratos de adjudicación), y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, las Sociedades

han tomado un Cross Currency Swap con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M\$
STN	15/10/2014	859,5	22.028.203
STC	30/03/2015	642,9	16.476.433

2.3) Riesgo Tasa de Interés

En la actualidad el 93% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija. La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB (Tasa Activa Bancaria), suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes, esta metodología consiste en medir la variación positiva de un punto porcentual de la TAB a la fecha de cierre de estos estados financieros, con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se generaría un mayor gasto financiero por concepto de intereses de M\$145.425 durante el periodo. La Sociedad no ha cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

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

	31/12/2015	31/12/2014
Tasa Interés Variable	7%	9%
Tasa Interés Fija	93%	91%

2.4) Riesgo de Liquidez

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

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

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

financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo.

Saesa y sus filiales, en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la sociedad Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

2.5) Riesgo de Crédito

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

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

Otro aspecto importante que establece la ley, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que entrega otra herramienta de cobro.

Respecto de las otras ventas tales como venta al detalle de productos y servicios, instalaciones eléctricas y construcciones de obras, la Política de la Sociedad y sus filiales establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas

que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	2%	33%
181 a 270	33%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

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

Activos de carácter financiero:

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

VI. Valor Libro y Valor Económico de los Activos.

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

La plusvalía comprada (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación de la Sociedad en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes identificables de una filial en la fecha de adquisición. La plusvalía comprada no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro.

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

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

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

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