



Reporte Anual 2016

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	27
Descripción del Sector Eléctrico en Chile	30
Actividades de la Sociedad	34
Factores de Riesgo	42
Gestión Financiera	49
Información Financiera	52
Hechos Relevantes	53
Empresas Filiales	54
Información Resumida de Negocios Conjuntos	74
Estados Resumidos	79

Estados Financieros

Carta del Presidente del Directorio

Carta Presidente del Directorio 2016

Estimados inversionistas, clientes, colaboradores y autoridades, por encargo de nuestro directorio, presento a ustedes nuestro reporte anual de acciones relevantes desarrolladas durante 2016.

Hemos cumplido 90 años de existencia llevando la energía vital para el desarrollo y bienestar de más de 100 comunas del sur del país, sin duda un gran orgullo para nuestros clientes y trabajadores que han visto a la empresa crecer y madurar en los distintos sectores del negocio eléctrico; y en los años recientes también ampliando nuestra zona de operación al norte de Chile, mediante la construcción de proyectos de transmisión.

Estos 90 años de energía, nos alcanzan en un periodo de consolidación de nuestra operación, que nos enorgullece exhibir, toda vez que logramos cumplir en un 100% la exigencia de estándares de calidad de servicio impuesta por la autoridad. Creemos que estamos siendo un referente en la industria, gracias a nuestros acertados planes de mejoramiento e inversión, definidos en una planificación consciente y participativa.

Estamos viviendo cambios regulatorios importantes, como la Ley de Transmisión y una fijación tarifaria exigente y detallada, que revisa exhaustivamente nuestros procesos de gasto e inversión y nos invita a pensar con dedicación cada paso que definimos dar.

Con el respaldo permanente de nuestros inversionistas, vamos a seguir consolidando la estructura y posicionando al Grupo Saesa en el mundo de la transmisión. Ello ya nos ha permitido crecer y ampliar nuestra zona de operación hacia un sector donde hoy la competencia nos plantea desafíos cada vez mayores.

Buscamos continuar comprometidos con el desarrollo de la transmisión en Chile. Esto queda en evidencia con la entrada en funcionamiento de la subestación Kapatur y la línea de transmisión de 70 kilómetros en doble circuito de 220 Kilovoltios, Kapatur - O'Higgins, en Mejillones. Un proyecto de inversión de 70 millones de dólares, actualmente la GIS más importante instalada en el sistema eléctrico nacional, que BHP Billiton, una de las más importantes compañías mineras del mundo, confió al Grupo Saesa para potenciar el actual sistema de transmisión de Minera Escondida, y que simultáneamente contribuye a la anhelada interconexión SING-SIC.

El año 2016 también trajo complejidades y nos llevó a enfrentar una de las contingencias más grandes que hemos vivido en la Región de Aysén. Con la más baja pluviometría de la historia, los embalses casi secos y sin viento para generación eólica, fuimos capaces de aumentar la generación de respaldo para asegurar el abastecimiento energético de la región, destinando más de \$3.000 millones a ello, porque responder a nuestro compromiso con la comunidad es permanente.

La Equidad Tarifaria Residencial y el Reconocimiento a la Generación Local, fueron buenas noticias para los más de 817.000 clientes que atendemos a través de las cuatro distribuidoras. Ambos proyectos impulsados por la autoridad sectorial, llegan a equilibrar las cuentas y también a aportar a las comunas que contribuyen con más generación al sistema, trayendo consigo un aporte a los clientes, iniciativa que no podemos más que aplaudir.

Vemos muy positivo para el cliente final este cambio, pero también notamos la disminución progresiva en los costos de la energía y el aumento de la competencia en cada territorio. Estamos seguros que este nuevo escenario traerá consigo enormes desafíos para el sector, tanto en la incorporación de nuevas líneas de negocios, como también en la optimización de procesos de servicio a los clientes.

En el ámbito de la seguridad, nos tranquiliza ver que hemos cumplido 3 años sin accidentes graves, objetivo en extremo relevante para nuestra compañía, donde la seguridad es un intransable. Nos enorgullece exhibir los mejores indicadores de seguridad de la industria en Chile.

A partir de 2016 dimos inicio a un cambio cultural profundo, donde los valores que definimos pasaron a estar al centro de nuestras acciones e impulsaron una dedicación mayor a nuestras personas.

Iniciativas como el trabajo flexible y la creación de beneficios orientados a aumentar el tiempo disponible para la familia y el bienestar personal; son parte de las actividades de un plan intensivo orientado al cambio en la cultura de la compañía que partió hace poco más de un año. En 2016 este plan tuvo mayor intensidad, lo que hizo posible mirar con satisfacción sus importantes resultados, por ejemplo al permitirnos escalar hasta la posición 23 en el ranking de las mejores empresas para trabajar en Chile, Great Place to Work.

El EBITDA alcanzó los 92.098 millones, por sobre el plan anual, que creció gracias al importante plan de inversiones que comienza a generar ingresos adicionales.

Estamos siendo parte de un cambio gigantesco en las empresas del sector energético, donde las comunidades en general y cada cliente en particular exige mucho más. Aumenta el acceso a la información, se exige más transparencia e integridad corporativa, crece la competencia y se abren los mercados. Estamos decididos a estar a la altura.

Invito a ustedes a revisar en detalle el desempeño del Grupo Saesa en el año 2016,

Un saludo afectuoso,



Jorge Lesser G.

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 2021 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 2021

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.gruposaes.cl
Atención Inversionistas	Fonos: (64) 2385450
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

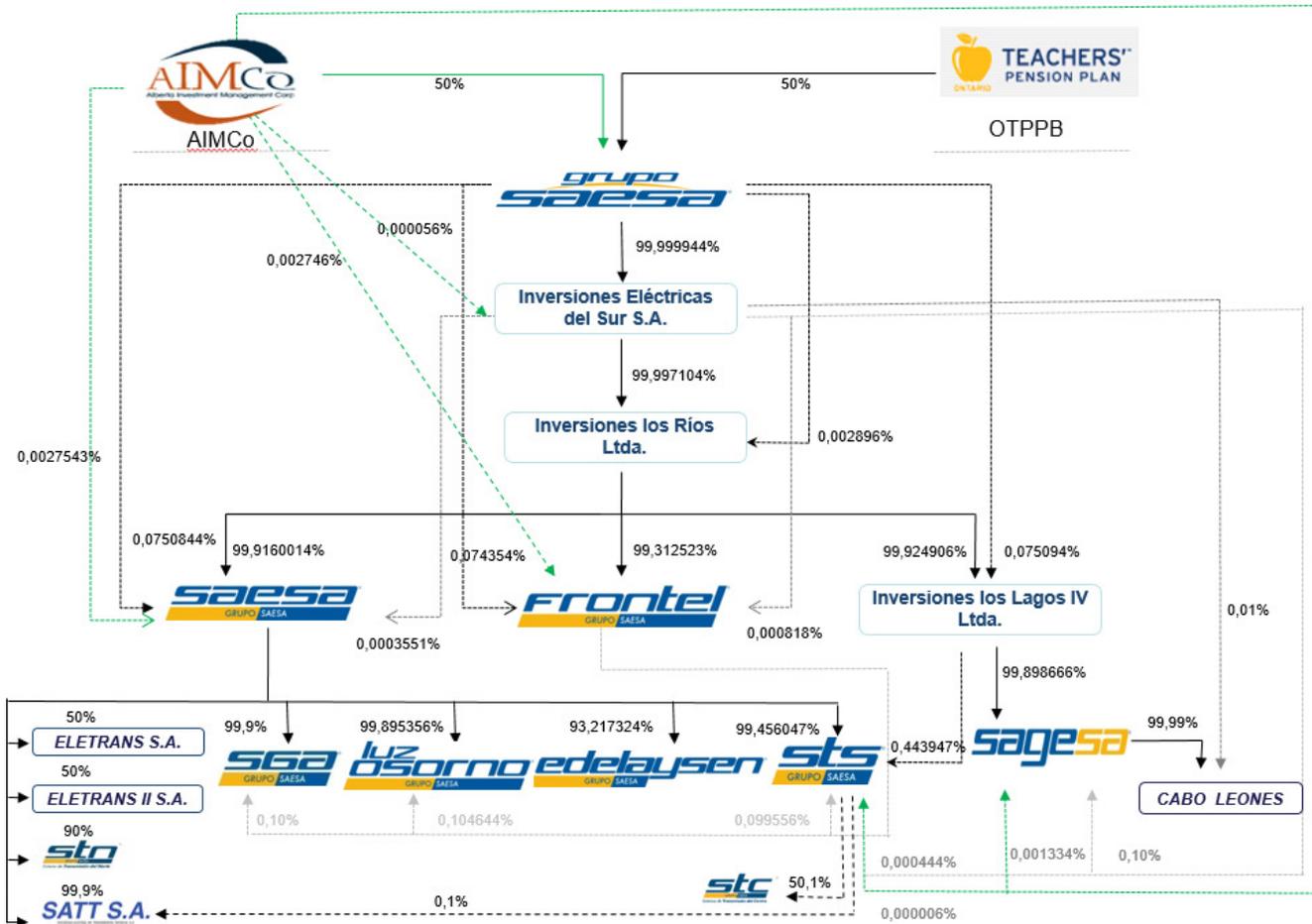
	MM\$	MM\$
	2016	2015
Ingresos	341.661	328.154
Margen Bruto	115.725	110.071
Ganancia	23.864	21.680
Activos	824.964	787.960
Pasivos	405.675	372.951
Patrimonio	419.290	415.010
Inversiones	74.371	64.762
EBITDA	62.676	57.206

Cifras Operacionales Individuales

	2016	2015
Venta de Energía (GWh)	2.128	2.127
Clientes (Miles)	412	398
Trabajadores	407	393
Líneas AT (km)	198	155
Líneas MT (km)	12.118	11.709
Líneas BT (km)	9.477	9.322
MVA Instalados (MT/BT)	523	494

Estructura de Propiedad

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2016 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 Cónдор Holding SpA y AndesCan SpA, son sociedades extranjeras que tienen relación con fondos de inversión, por lo que no es posible identificar a las personas naturales que están detrás de las mismas.

Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2016, 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 Santa 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%

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	-	-	-
41 y 50	4	1	5
51 y 60	1	-	1
61 y 70	1	-	1
> 70	1	-	1
Antigüedad (años)			
< 3	1	1	2
3 y 6	5	-	5
6 y 9	1	0	1
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	3	-	3
41 y 50	16	3	19
51 y 60	-	4	4
61 y 70	3	-	3
> 70	-	-	-
Antigüedad (años)			
< 3	1	-	1
3 y 6	9	-	9
6 y 9	-	-	-
9 y 12	4	-	4
> 12	12	3	15
Nacionalidad			
Chilena	24	3	27
Extranjera	2	-	2

c) Diversidad en la organización

Diversidad	Organización		
	Hombres	Mujeres	Total
Rango de edades (años)			
< 30	42	10	52
30 y 40	141	40	181
41 y 50	81	18	99
51 y 60	31	7	38
61 y 70	7	1	8
> 70	-	-	-
Antigüedad (años)			
< 3	72	20	92
3 y 6	71	22	93
6 y 9	16	7	23
9 y 12	17	11	28
> 12	126	16	142
Nacionalidad			
Nacionalidad Chilena	300	75	375
Extranjera	2	1	3

Diversidad en la organización	Directorio		Gerencia General y otras		Organización		Total		% representatividad	
	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	Hombres	Mujeres	% Hombres	% Mujeres
Rango de edades (años)										
<30	0	0	0	0	42	10	42	10	10,12%	2,4%
30 y 40	0	0	3	0	141	40	144	40	34,70%	9,6%
41 y 50	4	1	16	3	81	18	101	22	24,34%	5,3%
51 y 60	1	0	0	4	31	7	32	11	7,71%	2,7%
61 y 70	1	0	3	0	7	1	11	1	2,65%	0,2%
>70	1	0	0	0	0	0	1	0	0,24%	0,0%
Antigüedad (años)										
<3	1	1	1	0	72	20	74	21	17,8%	5,1%
3 y 6	5	0	9	0	71	22	85	22	20,5%	5,3%
6 y 9	1	0	0	0	16	7	17	7	4,1%	1,7%
9 y 12	0	0	4	0	17	11	21	11	5,1%	2,7%
>12	0	0	12	3	126	16	138	19	33,3%	4,6%
Nacionalidad										
Nacionalidad Chilena	4	0	24	3	300	75	328	78	79,0%	18,8%
Nacionalidad Extranjera	3	1	2	0	2	1	7	2	1,7%	0,5%
							79,8%	20,2%		
							415			

* Incluye directorio

d) Brecha salarial por género

Familia de cargo	PROMEDIO TOTAL REM. (HABERES FIJOS + BONOS)		
	Femenino	Masculino	Diferencia
Administrativos	116%	100%	16%
Enc. Unidad	79%	100%	-21%
Jefes de Área	110%	100%	10%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	93%	100%	-7%
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	88%	100%	-12%
Ejecutivos	80%	100%	-20%

Directorio

En el año 2016 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	Jorge Lesser Garcia- Huidobro / Ingeniero Civil / Rut 6.443.633-3
Vicepresidente	Iván Díaz - Molina / Ingeniero Civil / Rut 14.655.033-9
Directores	Juan Ignacio Parot B. / Ingeniero Civil Industrial/ Rut 7.011.905-6
	Waldo Fortín 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

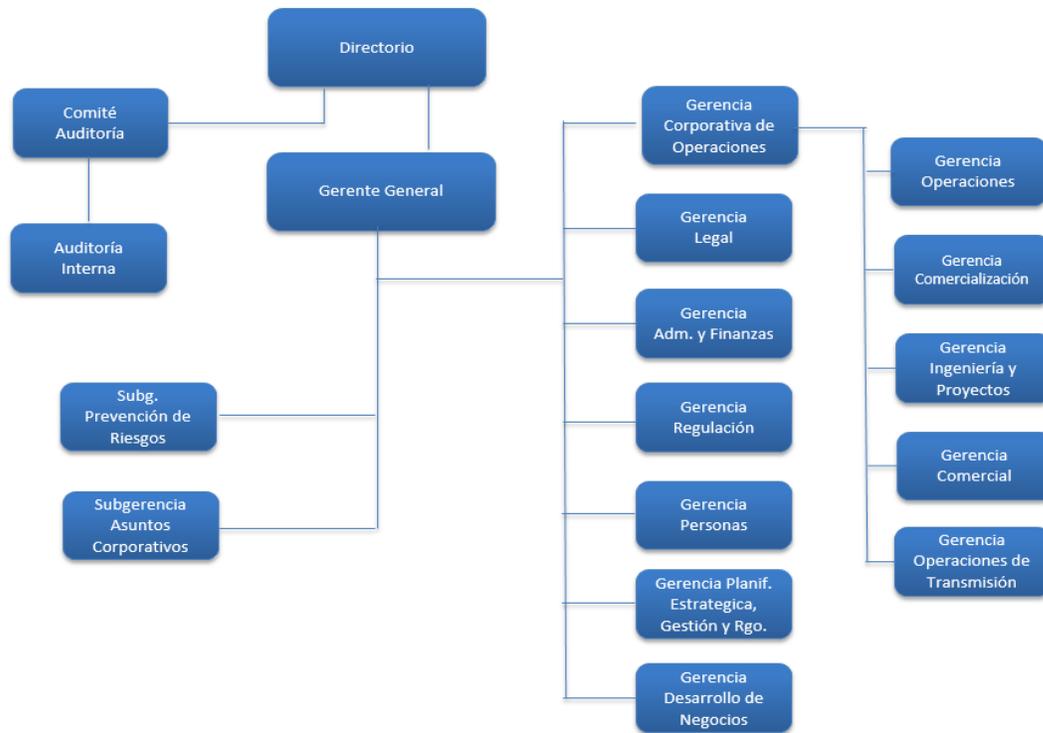
Administración

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 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., y Sistema de Transmisión del Centro S.A., cuyo Directorio está conformado por gerentes de la matriz.



Marcha de la Empresa

Qué hicimos en el 2016?

EXCELENCIA OPERACIONAL

En el ámbito de la calidad de servicio, el año 2016 fue histórico para la compañía. Por vez primera fue posible cerrar el año eléctrico con cero clientes y alimentadores fuera de estándar, de acuerdo a la normativa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Este hito fue posible gracias al esfuerzo de cada una de las 7 zonales en que se encuentra dividida administrativamente la empresa en distribución.

Es necesario también destacar la disminución del tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluada por el indicador *SAIDI* impuesto por el regulador y la frecuencia media de éstas, evaluada por el indicador *SAIFI*. En el primer caso el Grupo Saesa cerró con un 17% inferior al año anterior, lo que en la práctica significa 6 horas menos de interrupciones para la totalidad de los clientes respecto al 2015.

En una actividad pública que nos llenó de orgullo, este trabajo fue reconocido por el Superintendente de Electricidad y Combustible Nacional, Luis Ávila, en la ciudad de Puerto Montt, quien felicitó los resultados en calidad de servicio y en específico destacó a la Región de Los Lagos, la que presentó una de las mayores disminuciones en fallas a nivel de país, con un 23% del indicador *SAIDI*. Con respecto a la frecuencia de interrupciones promedio por cliente, las distribuidoras del Grupo Saesa disminuyeron en un promedio de 20%.

SUSTENTABILIDAD

Nuestra visión como compañía es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Pendientes y orientados hacia este compromiso, partimos de la base que la calidad de servicio es un desde y que el diálogo, el valor compartido y la conciencia deben ser los pilares en nuestras acciones de sustentabilidad y en la manera de relacionarnos con los territorios que atendemos.

Diferentes iniciativas han promovido un acercamiento legítimo a las comunidades de las que formamos parte en el vasto territorio repartido en 8 regiones del país.

Programa Somos Vecinos: Hasta 40 comunas, de las 112 que atendemos, llegó durante 2016 este programa, que busca iniciar mesas de trabajo con dirigentes vecinales, donde la formación, información, eficiencia energética y la solución a problemáticas como las autorizaciones para ejecutar roce o la necesidad de aumento de potencia en algún sector, han sido las temáticas principales abordadas. Éste se ha convertido en un gran espacio de reunión y diálogo con la comunidad que nos ha permitido lograr avances y beneficios para ambas partes.

Programa de Conexión de Sedes Sociales: Desde sus inicios en 2013, más de 60 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 3 mil familias pueden usar con mayor comodidad y habilitación los espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad.

Campaña “A la Escuela con Energía”: En este 5º año la campaña escolar, que cada mes de marzo llega hasta escuelas de rincones alejados con útiles escolares y equipamiento audiovisual, completó los 200 establecimientos beneficiados, desde Bulnes a Aysén (incluye la empresa relacionada Frontel).

Programa de Liceos Eléctricos: Más de 500 alumnos, de tercero y cuarto año medio de establecimientos de Cabrero, Nacimiento, Victoria, Valdivia, La Unión, Osorno, Frutillar, Castro y Coyhaique, vivieron actividades de entrenamiento, formación en aula, salidas a terreno y participación en faenas reales. Se realizaron más de 50 actividades impartidas por trabajadores, además de incorporar a 16 estudiantes a prácticas laborales en la compañía.

MEDIOAMBIENTE

El programa “RecoPila” de recolección de pilas en desuso, desarrollado en conjunto con las Secretarías Regionales Ministeriales del Medio Ambiente de las regiones de La Araucanía, Los Ríos y Aysén y varias municipalidades desde la región del Biobío hasta la región de Los Lagos, logró recolectar y efectuar disposición final de 6,3 toneladas de estos desechos desde escuelas, liceos y distintos lugares habilitados para recolectar las pilas, como centros de pago de la compañía, municipios o bibliotecas municipales.

En aspectos medioambientales 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, llevaron a la compañía a restituir las especies arbóreas. Fue así como en el año 2016, se reforestaron 96 hectáreas de árboles nativos y fueron replantadas más de 65 hectáreas de bosques.

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

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

Durante el año 2016 se desarrollaron 58.665 horas del Plan de Capacitación Corporativa, orientadas al desarrollo profesional de los más de 591 trabajadores que participaron.

Para cubrir la necesidad de reclutamiento y formación de personal operativo en el área eléctrica del Grupo Saesa y que sea sostenible en el tiempo, se realizó por segundo año consecutivo la “Escuela de Formación de Linieros”, dedicado a formar personal que desempeñe las labores de Ayudante de Liniero de Obras y Mantenimiento, Liniero de Obras y Mantenimiento, y Liniero de Operaciones.

En el año 2016 postularon 105 jóvenes a la “Escuela de linieros” y de estos participaron 26 quienes lograron finalizar la capacitación. Actualmente 25 de ellos trabajan en empresas contratistas, que nos prestan servicios.

El 2016 finalizó con muy buenos resultados 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 dio 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 2016 entregó un resultado de un 83% de satisfacción. Asimismo, el buen ambiente de trabajo y de desarrollo dentro del Grupo Saesa se ve reflejado en lugar 23 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, tales como “Nuestros hijos nos visitan”, celebraciones de días especiales o la Navidad de nuestros hijos. Destaca en 2016 la implementación de “Puntos Sonrisas”, que consiste en dos días libres al año a libre disposición de los trabajadores, que fue utilizado por el 85% de los colaboradores. Además, se realizó un plan piloto de “Trabajo Flexible” con 30 personas, con muy buenos resultados, por lo que desde 2017 será una iniciativa permanente.

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 2016 la empresa apoyó en el desarrollo de 10 proyectos destinados a contribuir al bienestar de la comunidad.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El Grupo Saesa en su constante compromiso con la vida y el cuidado de las personas, ha desarrollado actividades durante 2016 que refuerzan los desafíos propuestos en nuestra Planificación Estratégica. Entre las actividades más relevantes de este año, podemos mencionar la ejecución de las Caminatas de la Seguridad.

Como un hito relevante del 2016, se destaca la actividad denominada “Caminatas de Seguridad” las que consistieron en generar un acercamiento de los ejecutivos de la compañía con el personal de las distintas empresas contratistas a lo largo de la zona de concesión. Esta jornada se desarrolló en el primer y segundo semestre del año, y consistió principalmente en visitas a las instalaciones de dichas empresas, entregando un mensaje del valor de la seguridad y el compromiso hacia sus trabajadores. Adicionalmente, esta caminata se complementa con una revisión exhaustiva de las instalaciones, levantando hallazgos y generando planes de mejora conjunta, lo anterior, ha resultado fundamental para el proyecto “Condiciones Sanitarias Básicas de las Empresas Contratistas”, el cual busca nivelar y mejorar las condiciones que se presentan en las instalaciones y faenas asociadas a la operación del Grupo Saesa.

Por último, el Valor de la Seguridad para esta compañía está definido como uno de los pilares estratégicos fundamentales, es por ello, que el esfuerzo por mejorar es permanente, buscamos proteger a nuestros trabajadores y arraigar una cultura de seguridad sostenida en el tiempo, que identifique a la marca y permanezca en el tiempo.

GRANDES OBRAS

Proyectos de SE Kapatur y Línea Kapatur - O'Higgins (STN)

En el mes de julio entró en servicio la subestación Kapatur junto a la línea de transmisión Kapatur - O'Higgins. Estas obras consistieron en la construcción de una línea de doble circuito de 2x220 kV, con capacidad de transmisión de 750 MVA, un total de 185 estructuras metálicas y una extensión de 70 kilómetros.

La SE Kapatur basada en tecnología GIS, de alta disponibilidad y libre de mantenimiento, tiene capacidad para 1500 MVA y es actualmente la Subestación GIS de mayor capacidad en el país. Es propiedad de Sistema de Transmisión del Norte, STN, y su construcción se extendió por 23 meses.

Aumento de Potencia en subestación Puerto Varas

Producto del aumento de demanda dado por el crecimiento vegetativo en la ciudad de Puerto Varas, se vio la necesidad de la instalación de un nuevo transformador de 30 MVA de 66/23 KV, dotado de cambiador de Taps Bajo Carga.

Nueva Subestación Dalcahue 110/23 KV

En el año 2016, se realizaron varias obras en la isla de Chiloé, permitiendo con esto mejorar la calidad de servicio a nuestros clientes y la reducción de pérdidas en el sistema, para ello se construyó a 19 kms al norte de la ciudad de Castro, en la comuna de Dalcahue, la nueva subestación Dalcahue de 110/23 KV de 16 MVA conectada a la línea existente Chiloé -Pid Pid, además de la construcción de dos alimentadores en 23 kV.

Se habilitó también paño 110 KV H2 de la subestación Pid Pid, considerado en el desarrollo de la subestación Dalcahue.

Obras Adicionales en subestación Valdivia

Para mejorar la calidad de servicio en la ciudad de Valdivia y conectar nuevos alimentadores que permitan mayor demanda, se construyen y habilitan dos nuevos paños de línea en 23 kV, permitiendo con esto realizar traspasos de carga desde la Subestación Picarte.

Instalación de nuevo transformador en subestación Quellón

En el mes de abril se realizó la puesta en servicio de las nuevas instalaciones de la Subestación Quellón, cuya obra consistió en la instalación de un nuevo transformador de poder de 16 MVA y la normalización de instalaciones en 110kV. El plazo de ejecución fue de 8 meses efectuando la puesta en servicio sin cortes de suministro a los clientes, trabajo realizado con líneas energizadas en media y en alta tensión.

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.

Durante el año 2016 se finalizaron las obras correspondientes a 10 de las 11 islas en el Archipiélago de Chiloé, al poner en servicio estos 10 proyectos se encuentran con servicio activo un total de 1.751 nuevos clientes. La última isla por terminar de construir es Coldita de la comuna de Quellón, la que por razones de servidumbres debió postergar su construcción para 2017, con ella en servicio beneficiaremos a 1.839 familias.

Como segunda etapa en el proyecto de las 22 Islas se firmó, en noviembre del 2016 entre el Gobierno Regional de Los Lagos y las municipalidades correspondientes el contrato para normalizar el suministro eléctrico para otras 11 Islas, distribuidas en 5 comunas de Chiloé: Castro, Quellón, Quinchao, Queilen y Quemchi para un total de 924 familias. Este contrato tiene un plazo de 1000 días corridos y se espera finalizarlo el 31 de agosto del 2019.

GESTION COMERCIAL

La Gestión Comercial de las Empresas del Grupo Saesa, en especial de las distribuidoras que operan el servicio eléctrico a 817 mil clientes localizados en la zona de concesión en cinco Regiones, en el año 2016 se desplegó en torno al lineamiento central del “Foco en el Cliente”. Esta estrategia basada en las necesidades del cliente y su consecuencia en la mejora de la experiencia en el servicio y en la interrelación con los procesos de la Compañía es uno de los impulsores centrales del Plan Estratégico del Grupo Saesa. Dicho Plan, puesto en marcha el año 2015 y cuyo horizonte proyecta a la Compañía hacia el 2020, tiene como propósito llevar a la compañía a una posición de liderazgo en la Industria de servicios, a través de la excelencia en la relación y experiencia del cliente, con un posicionamiento renovado que permita una expansión importante de los negocios de la compañía en el ámbito de las soluciones de energía.

Grupo Saesa inició en el 2015 un proyecto de mejora de la experiencia abordando distintas iniciativas destinadas a mejorar procesos claves que impactan la relación con los clientes, ampliar la oferta de servicios a través de los canales presenciales y virtuales de la compañía, midiendo el resultado de las acciones mediante encuestas sistemáticas. Todo ello complementado con iniciativas tendientes a favorecer un cambio cultural que ponen al cliente en el centro de la gestión, en una organización tradicionalmente centrada en la gestión técnica.

Las iniciativas más importantes desarrolladas en este ámbito fueron:

- Revisión de procesos para responder a requerimientos frecuentes, como el cambio del titular en el servicio para efectos del documento de cobro, en los cuales se eliminaron requisitos documentarios y se acortó el tiempo del trámite.
- Puesta en servicio de una Aplicación Móvil con funcionalidades para informar interrupciones de suministro, gestionar el pago de la cuenta, estadísticas de consumo, entre otras funciones.
- Renovación y ampliación del sitio web de la compañía, dotando a la oficina virtual de importante información, por ejemplo una aplicación destinada a simular el costo de suministro bajo distintas opciones tarifarias para grandes clientes.

- Selección de un nuevo operador para Call Center, dando inicio a un proyecto para mejorar la capacidad de respuesta bajo contingencia, ampliar la capacidad para efectuar llamadas al cliente en situación de desborde (call back), verificación de venta, encuesta de satisfacción y promoción de campañas. Este proyecto debe completar su desarrollo durante el 2017.
- Reconocimiento a colaboradores y contratistas con desempeño destacado en la atención de clientes y jornadas de intervención de la alta gerencia en procesos en la línea de atención al cliente, iniciativa conocida como “el día del cliente”.

El desarrollo de estas y otras iniciativas orientadas a la experiencia contribuyó a mejorar la satisfacción neta en 12 meses según el Índice Nacional de Satisfacción de Clientes (Procalidad), llevando dicho valor de 42% en el 2015 a 54% en el primer semestre de 2016, siendo la mayor calificación de la Industria eléctrica.

Durante 2016 se inició la revisión y consolidación de los procesos de ciclo de facturación y pago de energía, el ciclo comercial, en la búsqueda de mayor eficiencia, aseguramiento de la calidad de las etapas del proceso y foco en la gestión de las actividades claves de la cadena de este importante proceso. Para ello se desarrolló una revisión piloto en la zonal Valdivia de Saesa que permitió un acortamiento de los días del ciclo significativo, período que da cuenta del tiempo que transcurre entre la lectura del equipo de medida y la entrega al cliente del documento de cobro. De este modo se logró rebajar dicho período de 17 a 11 días. Esta experiencia modelo está siendo aplicada en el resto de las zonales de la compañía y se espera tener terminada la etapa a fines del 2017 para dar paso a un proceso de mejora continua. Los procesos complementarios del ciclo como el corte y reposición por deuda, la cobranza y la facturación de otros servicios también están siendo parte de estas revisiones de eficiencia.

También en materia de mejoras del ciclo comercial, la empresa participó activamente en el lanzamiento de la nueva boleta, iniciativa impulsada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y Sernac. La compañía a través de su filial Edelaysen llevó adelante uno de los tres proyectos pilotos que se efectuaron en el país, previo al lanzamiento masivo del nuevo formato por todas las empresas distribuidoras.

Expansión de Otros Negocios:

La gestión del portafolio de negocios no regulados y relacionados con el negocio núcleo tuvo un destacado desempeño durante el 2016, superando las metas previstas en el presupuesto del año.

Destacó en este ámbito la ejecución de proyectos de recambio de Alumbrado Público, la mayoría de ellos ejecutados por Saesa en el marco de las licitaciones impulsadas por el Ministerio de Energía, las cuales consideran reemplazar luminarias de sodio por tecnología LED posibilitando importantes montos de ahorro a los Municipios por menor consumo de energía. Como fue anunciado en el año 2015, el programa impulsado por el Ministerio considera el reemplazo de unas 200 mil luminarias en diversas comunas del país y hasta fines del 2016 ya fueron licitadas unas 90 mil. En ese marco la Compañía ha sido adjudicada en licitaciones por proyectos que comprenden más de 25 mil puntos luminosos, siendo la empresa que más volumen licitado concentra en este proceso, entre más de 25 proponentes. De este modo SAESA ha ejecutado y se encuentra desarrollando la instalación de luminarias en cerca de 18 comunas de Chile, la última de las cuales, adjudicada en diciembre de 2016, corresponde al proyecto de la comuna de Mejillones en la Segunda Región. Este proyecto revistió un carácter piloto dado que en la zona rigen normas específicas para regular la contaminación lumínica por la presencia de los observatorios, añadiendo restricciones técnicas nuevas en este tipo de desarrollos. La experiencia adquirida y la formación de un grupo de trabajo con colaboradores capacitados para gestionar técnicamente estos

proyectos son fortalezas que permiten abordar el desafío de las licitaciones futuras con altas posibilidades de éxito.

Por otra parte la actividad del Retail que incluye la gestión de seguros comercializados a los clientes logro un destacado incremento de 20% en las ventas, lo que permitió a esta área superar en un 17% el margen bruto respecto del año anterior. Innovadoras campañas y el diseño de herramientas analíticas para focalizar la venta en distintos segmentos de clientes han sido el impulsor clave que ha permitido este logro, tecnología que favorecerá una expansión sistemática de la actividad en los próximos años.

Cambio de Estructura

Finalmente y con el objeto de hacer frente a los grandes desafíos relacionados por una parte con la creación y puesta en marcha de nuevos modelos de negocios asociados a soluciones de generación doméstica con fuentes renovables no convencionales (ERNC), eficiencia y conversión energética, y otros servicios, junto con la profundización de la estrategia de foco en el cliente, en diciembre de 2016 se puso en vigencia un conjunto de modificaciones a la estructura de la Gerencia Comercial. Dicha estructura debe impulsar y potenciar la actividad de la Gerencia en estos ámbitos hacia el futuro.

PMGD

Durante el año 2016, se incorporaron al sistema de distribución del Grupo SAESA 7 nuevas plantas de generación renovable que suman 25 [MW], haciendo un total de 43 centrales conectadas inyectando un total de 120.5 MW.

Los proyectos que formaron parte de este período en Saesa son:

CHANLEUFU: Este PMGD dio el punta pie inicial al período 2016, inyectando su potencia en el sistema de distribución del Grupo SAESA en el sub alimentador Futacuín (Luz Osorno) que nace de la SE Aihuapi en la localidad de Entre Lagos a unos 45 km de la ciudad de Osorno. Las obras realizadas fueron la instalación de 1 Regulador de Voltaje 200 A y 28 km de CNT sector El Encanto, comuna de Puyehue.

COLORADO: Este proyecto recoge las aguas del Río Blanco a los pies del Volcán Calbuco en Puerto. Montt y contempló como hito el traspaso de una parte de la carga del alimentador Antihual sector Chamiza-Lago Chapo al alimentador Pelluco. Entre sus obras se consideró el traslado de 1 RRVV 200 A, Instalación de un reconector GVR y Construcción de 900 mts. de línea MT en 70 mm² en conductor protegido

TRANQUIL: Este proyecto en particular tuvo la oposición de una comunidad Mapuche organizada en contra del proyecto de la mini central Hidroeléctrica Tranquil, lo que también repercutió en la realización de las obras de refuerzo de la línea MT Troncal, entre sus obras se consideran refuerzo de 10 km de línea MT trifásica aluminio protegido AAAC y AAC de 185 mm², en disposición normal y doble circuito en disposición compacta, Instalación de un Banco Regulador de Voltaje de 3x200 Amp. ubicado en la salida del sector de Coñaripe, por la Ruta 201 hacia Liquiñe y refuerzo de aprox. 24 km de línea de MT de 23 KV aluminio protegido AAAC de 120 mm².

PIUTEL: Ubicado específicamente en Ruta T-415 Ñancul - Riñihue s/n, este proyecto marcó un hito en el proceso normativo de conexión de un PMGD, al solicitar ser tratado como INS (Impacto No Significativo), lo que significa que su conexión no modifica la red de MT.

La nueva normativa para PMGDs trajo consigo novedades interesantes, siendo una de estas el nuevo Sistema de Telemida "PRMTE", en donde la medida de la inyección del PMGD debe estar disponible los 365 días del año las 24 hrs. para ser visualizada y/o descargada por CISEN y la Distribuidora. Este hito fue un gran desafío para todos, el poder implementar esta nueva tecnología implicó realizar una inversión considerable en el punto de conexión por parte del PMGD.

Gracias al compromiso de los equipos de 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., Edelayesen, 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%, respectivamente.

- 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 Edelayesen, 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.

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, adquirieron la totalidad de la propiedad del Grupo Saesa.

2009: Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año 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.
- 2016:** En el mes de junio, se pone en marcha la línea de transmisión Sitramel, destinada a evacuar la central Kellar (500 MW), y que se extiende entre la subestación enlace y seccionamiento línea Angamos.
- Esta obra, a cargo de Sistema de transmisión del Norte; STN, significó una inversión de US\$70 MM.

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 y se espera su interconexión para el año 2018.

Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelayson), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones 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. 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. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los 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 20 años. 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 transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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 Edelayen, 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 Edelayen) y 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 por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años.

Transmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Transmisión zonal y Transmisión dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, 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. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas o por contratos privados entre las partes.

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.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando 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. 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.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión Nacional y Zonal y el VAD.

El Precio de Nudo 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%.

Los cargos o peajes de transmisión corresponden a pagos por el uso de los sistemas de Transmisión, cuyos precios están fijados por la Autoridad o por Licitaciones Públicas.

Finalmente la tarifa incluye el VAD, que refleja 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.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (peaje de distribución o VAD).

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.

Marco regulatorio

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, es decir Ley Corta I y Ley Corta II, y que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo, se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

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.

Ley Net Metering

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

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.

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.

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.

Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE

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.

El 29 de enero de 2015 se publicaron unas modificaciones a la LGSE (Ley N° 20.085 del Ministerio de Energía) con el fin de perfeccionar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

Ley de Transmisión

El 11 de julio del 2016 se aprobó la nueva Ley de Transmisión (Ley Número 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios propuestos por esta Ley 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.

Adicionalmente, esta Ley incluyó una extensión del plazo de vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), desde 2015 hasta fines de 2017.

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

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 411 mil clientes.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 198 km de líneas de 110 kV, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de su filial STS.

A través de su filial Edelaysen, 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.

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 \$74.371 millones durante el año 2016.

Saesa representa un 67,33% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

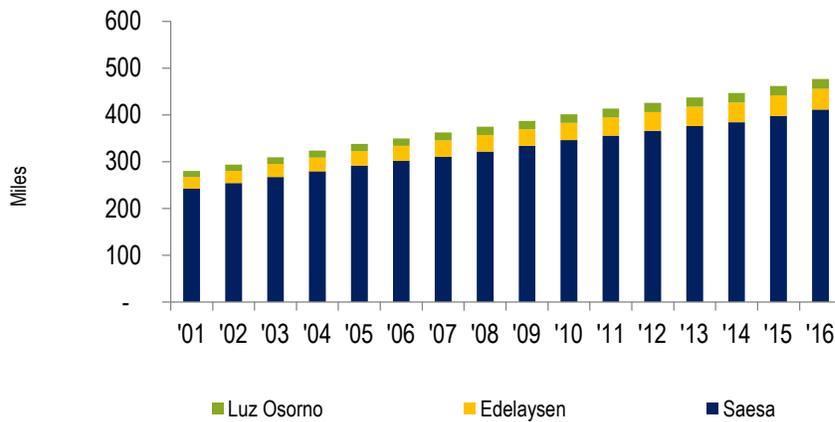
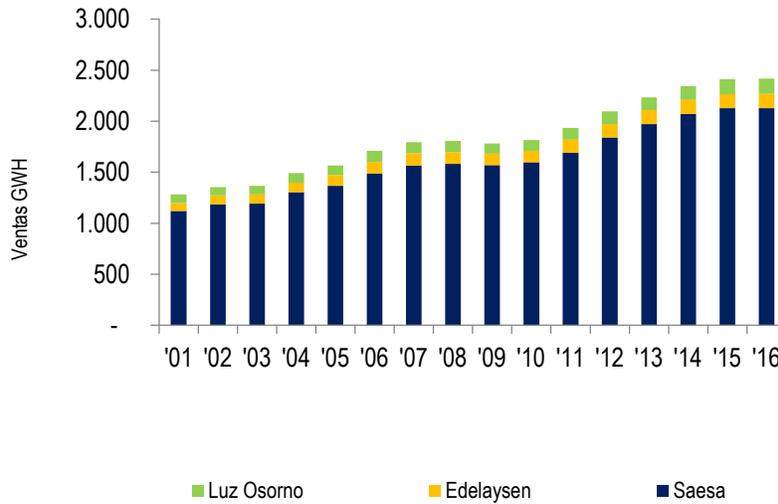
Transacciones con partes relacionadas

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.

Ventas de energía

Las ventas de energía durante el 2016, de Saesa y sus filiales, alcanzaron a 2.417 GWh:



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio atendían a 477 mil clientes, lo que representa un aumento de un 3.27% respecto del año 2015.

Concesiones

Para el desarrollo de sus actividades, 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 2016, las sociedades 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	121	15.065
Edelaysen	4	598
Luz Osorno	11	4.360
Total	136	20.023

Proveedores y Clientes principales

Durante el ejercicio 2016, los proveedores ENDESA y COLBUN constituyen prácticamente el 100% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de subtransmisión), cada uno con más del 10% de representatividad en las distribuidoras SAESA y LUZ OSORNO. En lo que respecta a EDELAYSEN, empresa principalmente generadoras, COPEC, constituye el 85% de la compra de petróleo. En el caso de SGA, COLBUN constituye el 14,9% de la venta de energía de SGA al sistema.

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 94,7% de los ingresos los concentra ENDESA y COLBUN, aproximadamente con un 56,7% y 38,0 %, respectivamente. En el caso de SGA, empresa comercializadora, el 61,6% de sus ingresos provienen de ENDESA y COLBUN, con un 54,3% y 7,3%, respectivamente.

Inversiones

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

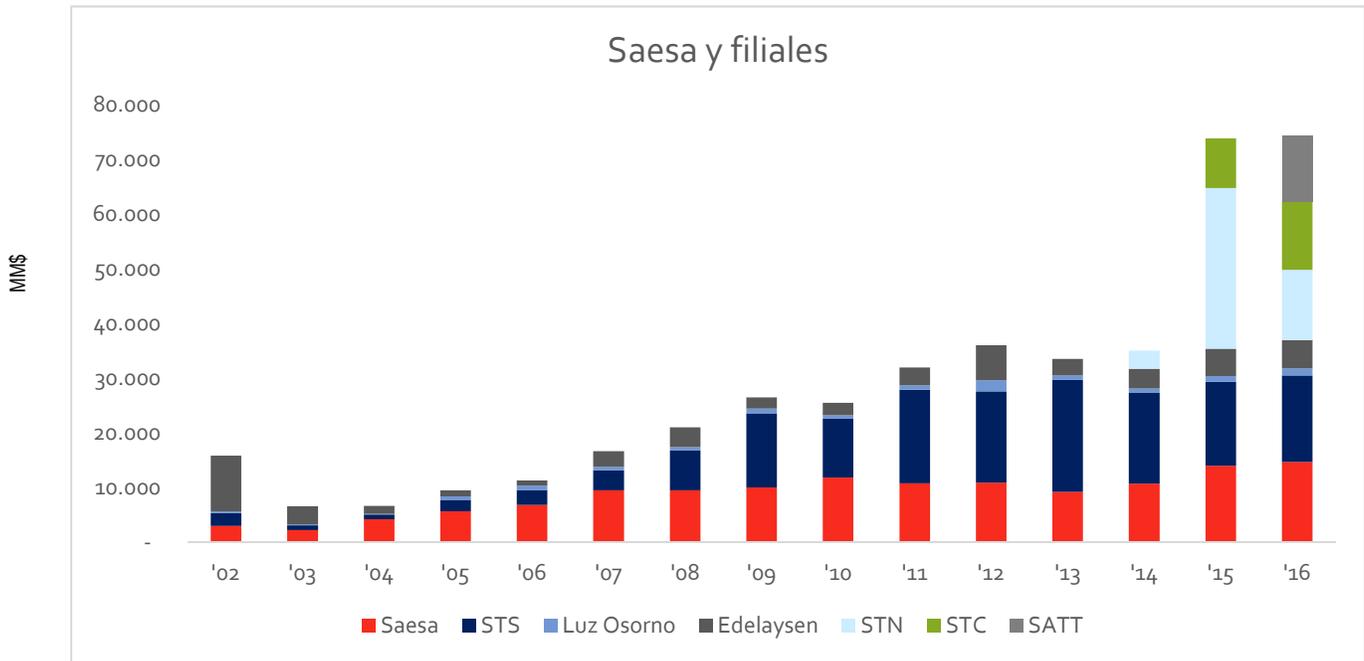
El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan base de inversiones bordea los MM\$ 30.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2016, se destaca la puesta en servicio de los proyectos de aumento de potencia en las subestaciones Lota, Puerto Varas y Quellón, que buscan satisfacer la demanda proyectada en el mediano y largo plazo, además de mejorar la confiabilidad del sistema, flexibilidad operacional y la calidad del servicio, que a la fecha han significado una inversión en obras de subtransmisión por aproximadamente MM\$4.000

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\$ 34.000 y se estima finalice el 2017 con un saldo por invertir de aproximadamente MM\$1.000.

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

La inversión total del año 2016 fue de aproximadamente \$ 74.371 millones.



Propiedades e Instalaciones

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

Empresa	Principales propiedades	Ubicación	Capacidad Instalada
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé	198 líneas AT (km) 12.118 Líneas MT (km) 9.477 Líneas BT (km) 523 MVA (MT/BT)
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente	3.746 Líneas MT (km) 689 Líneas BT (km) 61 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	0 MVA (TF solo de respaldo)
	Subestacion Los Lagos	Los Lagos	16 MVA
	Otras Subestaciones	Distintas localidades Provincias de Nuble y Chiloé	entre las
Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	17,58 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,5 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9,3 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	10,2MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysen	19,03 MW
STN	Subestación Kapatur	Atacama	800 MVA

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 2016, alcanzó un resultado histórico, logrando que el 100% de nuestros clientes y alimentadores finalizaran el año dentro del estándar definido en la normativa vigente, al igual que el año anterior este resultado incluye los efectos que las contingencias climáticas generan en su extensa zona de concesión.

Lo anterior se traduce en avances significativos en mejora de la calidad de servicio, considerando que solo el 49% de nuestros clientes estaban dentro del estándar en el año 2010 al 100% obtenido en 2016, 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 las exigencias ente regulador. 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:

	2016
Líneas Alta Tensión (km)	1.502
Líneas Media Tensión (km)	17.765
Líneas Baja Tensión (km)	11.169
MVA Instalados MT/BT	623

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 contratos de transmisión dedicada en la región de los Lagos y Atacama. También realiza 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	STN	Edelaysen	Total
Líneas AT (km)	842	198	134	328	1.502
MVA Instalados 220-110-66 kV	730	-	-	-	730
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	829	-	-	-	829

Adicionalmente, la filial STS opera instalaciones de terceros correspondientes a 11 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 el año pasado (2015) se inició la generación de forma paulatina del proyecto de las 11 islas de la provincial de Chiloé.

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

Empresa	Sistemas Aislados	Ventas energía (MWh)	Clientes
Saesa	Ayacara	821	529
	Isla Tac	81	78
	Isla Quehui	232	323
	Isla Caguach	94	139
	Isla Meulin	151	246
	Isla Quenac	116	155
	Isla Llingua	96	114
	Isla Alao	77	140
	Isla Chaulinec	138	190
	Isla Apiao	139	215
	Isla Laitec	77	140
	Isla Cailin 1	42	152
	Isla Cailin 2	30	
Edelayesen	Cisnes	3523	1.181
	Huichas	915	475
	Villa O´ Higgins	838	301
	Amengual- La Tapera	422	270
Total		7.792	4.648

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 expuesta la Sociedad y sus filiales son los siguientes:

Riesgo Regulatorio

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.

Así, los ítems más importantes relacionados con este riesgo son los siguientes:

a) Cambio de la regulación

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

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N° 3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros). En general, los cambios en dicho marco regulatorio pueden constituir un riesgo para la Sociedad y la industria eléctrica, dado que pueden afectar aspectos operacionales, sus márgenes y rentabilidad entre otros factores claves.

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

b) Fijación de tarifas de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación o participando de licitaciones de suministro de electricidad impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Dirección de Peajes del Coordinador Eléctrico Nacional y se denomina costo marginal horario que se obtiene 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. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta 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 el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Actualmente la relacionada Sagesa S.A. 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 comercializada por SGA, proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

En el caso de SGA podría existir una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre la compra asociada al contrato de compra con un proveedor y la venta al mercado mayorista (precio spot). Así, SGA mantiene actualmente un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos valorizado a costo marginal. 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. Estas medidas han sido activar contratos de venta a precios precio fijos en lugar de vender al mercado spot, disminuyendo así el riesgo de cantidad y precio entre el punto de inyección y retiro.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. Durante el 2016 se realizó un nuevo proceso tarifario cuyo resultado debe aplicarse mediante un nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que regirá desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020, una vez que se publique en el Diario Oficial, luego de que la Contraloría General de la República tome razón de él. 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, inflación de Estados Unidos de América y del tipo de cambio.

Dicho decreto además, considerará lo siguiente:

- Nuevas estructuras tarifarias para recoger la posibilidad de clientes a optar a la lectura y facturación de demanda, mediante equipos de medición con resolución horaria;
- Incorporación de nuevos conceptos establecidos en las modificaciones legales del 2016, esto es:
 - o Producto de la Ley N° 20.928, que introduce mecanismos de Equidad Tarifaria Residencial y Reconocimiento de Generación Local.
 - o Producto de la Ley N° 20.936, para incluir un Cargo de Servicio Público aplicable a los clientes, para el financiamiento del presupuesto del Coordinador, del Panel de expertos y el nuevo Estudio de Franja.
- Posibilidad de recálculo de los Factores de Economía de Escala, en virtud del nivel de inversiones que efectivamente realice la empresa como producto de la adecuación ante mayores exigencias de Calidad de Suministro;
- Posibilidad de recálculo de los Factores de Expansión de Pérdidas para incluir mayores niveles de Hurto Residual que la empresa pueda demostrar ante la Autoridad;
- Incorporación del costo de Corte y Reposición de suministro como componente del VAD de todos los clientes de una empresa y con ello, la eliminación del cobro directo al cliente afecto a dicho servicio.

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.

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, por lo que se espera nuevas tarifas para el transcurso del año 2017 mediante la publicación del Decreto respectivo.

d) Fijación de tarifas de transmisión zonal (ex - subtransmisión)

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

El último proceso tarifario comenzó durante el 2009 (que fijaba 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 referido decreto tarifario, la CNE elaboró los respectivos Informes Técnicos de Precio de Nudo Promedio

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 transmisión zonal de parte de los retiros (distribuidoras) e inyecciones (generadoras) con los niveles tarifarios establecidos en el DS N° 14. Mediante la Ley N° 20.805, la aplicación del DS 14 se extendió hasta el 31 de diciembre de 2015.

Posteriormente, mediante la Ley N° 20.936 se extendió nuevamente la vigencia del DS N° 14, esta vez, hasta el 31 de diciembre de 2017. Adicionalmente, esa misma Ley estableció un nuevo marco regulatorio para la transmisión y en especial para la de tipo zonal (ex - subtransmisión). Especialmente, se estableció un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permitirá establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016. La misma Ley establece un régimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización aplicable desde el año 2020 en adelante.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la transmisión zonal (ex - 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 nacional (ex - troncal)

En el marco del último proceso tarifario de transmisión nacional, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y publicado el Decreto Supremo N° 23T del 2016 (DS 23T) se 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, pasaron a ser calificadas como de Transmisión Nacional.

Mediante la publicación de la Ley N° 20.936, se redefinió la transmisión Troncal como Nacional, manteniendo la valorización de las obras reconocidas mediante el DS 23T y estableciendo nuevos mecanismos para la determinación de los planes de expansión de transmisión y su valorización, para posteriormente ser transferidos a tarifas a clientes finales.

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 cinco años.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro suscritos desde el año 2006 y hasta el 2016, como resultado de 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 los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita 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 emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó los siguientes procesos de Licitación:

- Proceso 2015/01 (Enero 2021- Diciembre 2041), cuya adjudicación se realizó en agosto 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.

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 modificaciones introducidas en su momento por las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento 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.
- La nueva Ley de Transmisión, incorpora una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente, uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

Aun así, la Sociedad y sus filiales realizan 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 Financiero

Adicionalmente existe riesgo financiero, relacionado con el financiamiento de las inversiones, los plazos de recuperación de éstas, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir Riesgo de Crédito, de Liquidez y de Mercado.

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

El 89,0% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con una parte importante del perfil de flujos de la Sociedad y sus filiales. En la actualidad el 96% de la deuda financiera de Saesa, está a tasa fija.

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con las matrices (Grupo Saesa y Eléctricas) 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.

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000, 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. La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

También la Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo. El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que entregan este servicio.

Para más detalle ver Nota N° 4 Política de Gestión de Riesgos de los Estados Financieros de la Sociedad.

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 2016 asciende a M\$23.501.372

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° 6	28-5-14	0,00089842	2013
Final N° 7	27-05-15	0,00295712	2014
Final N° 8	24-05-16	0,0023729877	2015

Distribución de Utilidades

El Directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
De Utilidad Líquida Distribuible ejercicio 2016:	
A pagar dividendo final N° 9	19.976.166
Utilidad a distribuir	19.976.166

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N° 9 de \$ 0,0022182480 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31.12.16. Este dividendo representa un 85 % de la utilidad.

Capital Social

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2016 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 2016 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	304.501.634
Ganancias (pérdidas) acumuladas	59.995.911
Otras reservas	23.930.841
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	388.428.386

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.

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:

	Saesa y filiales	
	Año 2016	Año 2015
Jorge Lesser Garcia Huidobro	32.933	30.375
Ivan Diaz Molina	32.527	30.375
TOTAL	65.460	60.750

Durante el año 2016 y 2015, la sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con directores.

- La sociedad STC filial de Saesa pago remuneraciones al director independiente Sr. Mario Donoso Aracena por M\$ 20.933 al 31 de diciembre de 2016. Para el periodo enero-abril de 2016 del director independiente.

En 2016 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 del Grupo Saesa actualmente lo componen un Gerente General, trece Gerentes de Área y veintiseis Subgerentes. En 2015, un Gerente General, nueve 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 2016:

MM\$	Año 2016				Total	Año 2015
	Saesa	STS	Edelaysen			
Remuneraciones Fijas	2.718	96	63		2.877	2.947
Incentivos variables	1.324	42	21		1.387	1.443
IAS	159	23	0		182	
Total	4.201	161	84		4.446	4.390

En el año 2016 las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales ascendieron a MM\$182. Durante 2015, ascendieron a MM\$101.

Dotación de personal

Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	Saesa	STS	Edelaysen	Luz Osorno	Total
Gerentes y Ejecutivos Principales	29	2	1	0	32
Profesionales y técnicos	262	56	34	15	367
Administrativos y electricistas	116	20	37	7	180
Total	407	78	72	22	579

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 las 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 desarrollará.

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. Las 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 2016, la información esencial de la Sociedad y sus filiales fue la siguiente:

1. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2016, se acordó el pago de un dividendo final de \$0,0023729877 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015.

Este dividendo se pagó a partir del día 24 de mayo de 2016, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas de la Sociedad al quinto día hábil anterior a la fecha de pago, conforme al Artículo 81 de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas. El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 9.005.380.049.737, lo que significó un pago total de M\$21.369.656 por este concepto.

2. En Juntas Ordinarias de Accionistas celebradas con fecha 26 de abril de 2016, de las filiales Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno), Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen) y Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), se aprobó el pago de un dividendo final de \$292.172,195029 por acción para Luz Osorno y de \$31,37974583 por acción para Edelaysen, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 y, en el caso de STS, la Junta acordó no repartir dividendos para este período.

Los dividendos señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2016, a los accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascendió a 7.645 para Luz Osorno y 37.577.393 para Edelaysen, lo que significó un pago total de M\$2.223.656 y M\$1.179.169, respectivamente, por este concepto.

Empresas Filiales

Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$ 32.135.483

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 2016, STS realizó inversiones por MM\$ 15.818, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

STS representa un 21,45% 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\$
	2016	2015
Ingresos	26.165	29.634
Margen Bruto	25.768	29.169
Ganancia	10.995	15.131
Activos	216.939	193.944
Pasivos	71.425	79.105
Patrimonio	145.514	114.838
Inversiones	15.818	15.319
EBITDA	20.104	22.167

Cifras Operacionales

	2016	2015
Trabajadores	78	70
Instalaciones propias		
Líneas AT 110-66 kV(km)	842	780
MVA Instalados 220-110-66 kV	730	730
MVA Instalados 220-110-66/23-13.2 kV	829	1.127
Instalaciones de Terceros y relacionadas operadas		
Líneas AT 110-66 kV(km)	11	367,5
MVA Instalados 110-66/23-13.2 kV	34	1.007

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.

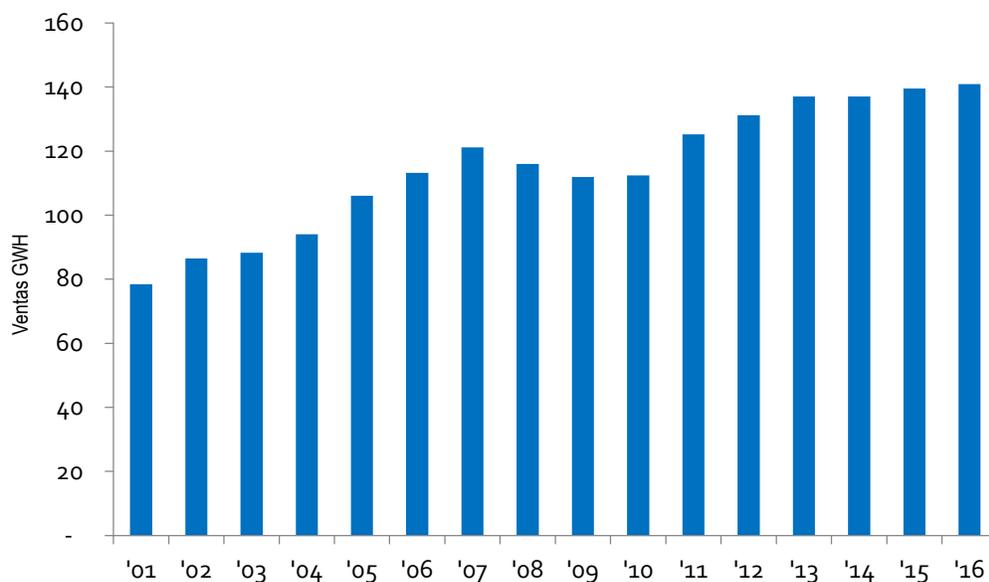
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM\$ 5.156 durante el año 2016.

Edelayesen representa un 9,88 % del activo de Saesa.

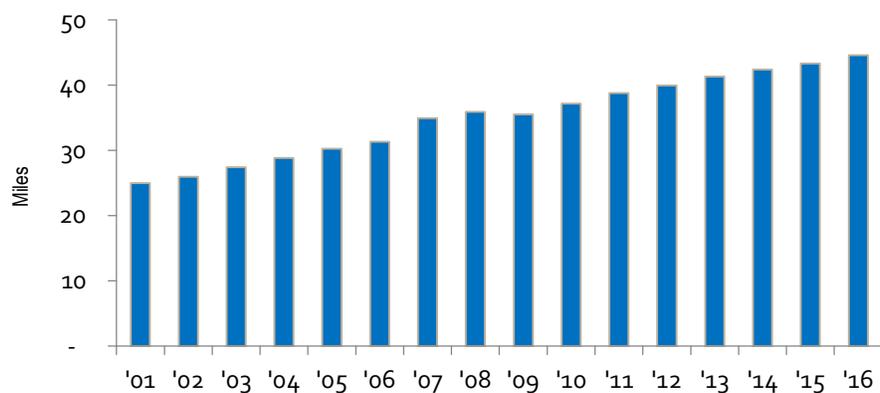
Transacciones con partes relacionadas

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 2016 alcanzaron a 141 GWh.



Edelaysen al cierre del ejercicio atendía a 45 mil clientes.



Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2016	2015
Ingresos	19.422	19.696
Margen Bruto	11.954	13.055
Ganancia	2.936	3.930
Activos	86.905	84.235
Pasivos	12.831	12.182
Patrimonio	74.074	72.254
Inversiones	5.156	5.038
EBITDA	5.802	6.750

Cifras Operacionales

	2016	2015
Venta de Energía (GWh)	141	140
Clientes (Miles)	45	43
Trabajadores	72	69
Líneas AT (km)	328	328
Líneas MT (km)	1.902	1.869
Líneas BT (km)	1003	985
MVA Instalados (MT/BT)	39	38

	Cantidad de Centrales	Potencia instalada (MW)
Viento	1	3,78
Hidroeléctrica	7	26,20
Diesel	18	36,6
Total	26	66,58

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.

En el ejercicio 2016 se efectuaron inversiones por \$1.266 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

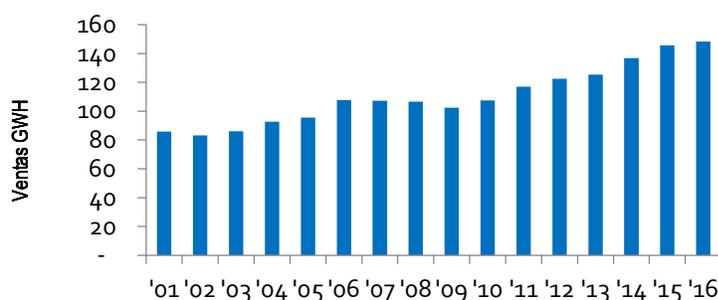
Luz Osorno representa un 2,27% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

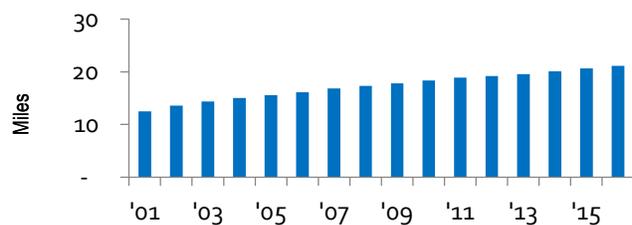
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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 2016 alcanzaron a 148 GWh.



Luz Osorno al cierre del ejercicio atendía a 21 mil clientes



Antecedentes Financieros

	MM\$	MM\$
	2016	2015
Ingresos	19.231	16.588
Margen Bruto	5.170	5.307
Ganancia	2.130	2.234
Activos	22.777	24.151
Pasivos	6.918	8.217
Patrimonio	15.859	15.934
Inversiones	1.266	1.035
EBITDA	3.510	3.690

Cifras Operacionales

	2016	2015
Venta de Energía (GWh)	148	146
Clientes (Miles)	21	21
Trabajadores	22	24
Líneas MT (km)	3.746	3.740
Líneas BT (km)	689	678
MVA Instalados (MT/BT)	61	60

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 2016, la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$664.

SGA representa un 0,80% 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 Financieros Resumidos

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.604.867	6.618.080
Activos No Corrientes	146.879	148.816
Total Activos	8.751.746	6.766.896

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.154.364	1.592.630
Pasivos No Corrientes	-	-
Total Pasivos	3.154.364	1.592.630
Total Patrimonio Neto	5.597.382	5.174.266
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.751.746	6.766.896

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	694.746	506.098
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	1.257.945	(499.827)
Impuesto a las Ganancias	(182.051)	(109.538)
Ganancia (Pérdida)	1.075.894	(609.365)

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.185.182	352.442
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(6.038.104)	5.275.737
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-	(4.000.000)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	3
	-	
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(4.852.920)	1.628.182
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	4.938.368	3.310.186
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	85.448	4.938.368

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	5.174.266	8.391.295
Cambios en Patrimonio	423.116	(3.217.029)
Saldo Final Período Actual	5.597.382	5.174.266



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 fue durante el primer semestre de 2016.

En el ejercicio 2016, la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$3.187.

STN representa un 0,1% del activo de Saesa.

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 de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	12.540.594	6.046.783
Activos No Corrientes	45.437.325	35.808.886
Total Activos	57.977.919	41.855.669

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	56.250.751	42.313.071
Pasivos No Corrientes	884.725	5.824
Total Pasivos	57.135.476	42.318.895
Total Patrimonio Neto	842.443	(463.226)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	57.977.919	41.855.669

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	3.958.569	-
Ganancia Antes de Impuesto	1.242.039	(162.756)
Impuesto a las Ganancias	(303.251)	33.918
Ganancia	938.788	(128.838)

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(1.075.491)	(87.179)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(18.965.680)	(33.017.874)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	19.654.238	30.823.615
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(14.740)	26.301
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(401.673)	(2.255.137)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	403.554	2.658.691
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	1.881	403.554

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	(463.226)	(109.283)
Cambios en Patrimonio	1.305.669	(353.943)
Saldo Final Período Actual	842.443	(463.226)



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 0,06% del activo de Saesa.

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	2.357.390	355.790
Activos No Corrientes	12.045.190	-
Total Activos	14.402.580	355.790

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	13.964.955	318
Pasivos No Corrientes	23.034	-
Total Pasivos	13.987.989	318
Total Patrimonio Neto	414.591	355.472
Total Patrimonio Neto y Pasivos	14.402.580	355.790

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	109.564	-
Ganancia Antes de Impuesto	53.048	-
Gastos por impuestos, operaciones continuadas	(33.354)	(318)
Ganancia(perdida)	19.694	(318)

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(27.635)	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(12.965.475)	-
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	12.652.122	354.377
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(11.854)	1.413
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(352.842)	355.790
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	355.790	-
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	2.948	355.790

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	355.472	354.377
Cambios en Patrimonio	59.119	1.095
Saldo Final Período Actual	414.591	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\$ 1.000

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.

Estado de Situación Financiera ELETRANS S.A.

ACTIVOS	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	14.814,89	15.264,75	9.918.124	10.840.415
ACTIVOS NO CORRIENTES	123.630,40	92.067,10	82.766.844	65.382.372
TOTAL ACTIVOS	138.445,29	107.331,85	92.684.968	76.222.787

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	4.710,37	3.761,88	3.153.451	2.671.537
PASIVOS NO CORRIENTES	145.336,05	119.758,78	97.298.126	85.047.895
PATRIMONIO	(11.601,13)	(16.188,81)	(7.766.609)	(11.496.645)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	138.445,29	107.331,85	92.684.968	76.222.787

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	9.342,64	935,06	6.312.167	658.644
Otros ingresos	2,48	11,17	1.639	7.476
Otros gastos, por naturaleza	(2.732,04)	(544,07)	(1.841.976)	(362.303)
Ingresos financieros	203,11	37,55	137.412	25.564
Costos financieros	(154,92)	(4.399,14)	(68.105)	(2.832.879)
Diferencias de cambio	(3.425,05)	(8.443,67)	(2.341.663)	(5.558.784)
Resultado por unidades de reajuste	16,12	96,51	(23.202)	60.901
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	3.252,34	(12.306,59)	2.176.272	(8.001.381)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(1.034,21)	3.058,11	(694.305)	1.989.964
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (pérdida)	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)

Estado del Resultado Integral	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Ganancia (Pérdida)	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	3.245,98	6.382,04	2.400.115	3.295.323
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	3.245,98	6.382,04	2.400.115	3.295.323
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(876,41)	(1.723,15)	(648.031)	(889.737)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(876,41)	(1.723,15)	(648.031)	(889.737)
Otro Resultado Integral	2.369,56	4.658,89	1.752.084	2.405.586
Resultado Integral Total	4.587,69	(4.589,59)	3.234.051	(3.605.831)

Estado de Situación Financiera ELETRANS II S.A.

ACTIVOS	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	11.512,54	4.919,30	7.707.300	3.493.490
ACTIVOS NO CORRIENTES	40.178,00	28.106,46	26.897.966	19.960.084
TOTAL ACTIVOS	51.690,54	33.025,76	34.605.266	23.453.574

PATRIMONIO Y PASIVOS	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	2.579,59	580,60	1.726.958	412.319
PASIVOS NO CORRIENTES	54.015,79	39.380,20	36.161.951	27.966.243
PATRIMONIO	(4.904,84)	(6.935,04)	(3.283.643)	(4.924.988)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	51.690,54	33.025,76	34.605.266	23.453.574

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Otros ingresos	0,02	-	13	-
Otros gastos, por naturaleza	(21,21)	(190,83)	(14.380)	(120.492)
Ingresos financieros	49,82	207,94	33.894	132.563
Costos financieros	(418,95)	(465,94)	(288.115)	(302.254)
Diferencias de cambio	(793,73)	(943,25)	(530.453)	(636.308)
Resultado por unidades de reajuste	108,68	85,57	73.396	54.000
Pérdida, antes de impuestos	(1.075,37)	(1.306,51)	(725.645)	(872.491)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	290,35	350,00	195.924	233.677
Pérdida procedente de operaciones continuadas	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)

Estado del Resultado Integral	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Pérdida	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	3.856,47	(3.427,45)	2.869.224	(2.805.922)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	3.856,47	(3.427,45)	2.869.224	(2.805.922)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(1.041,25)	925,41	(774.691)	757.599
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(1.041,25)	925,41	(774.691)	757.599
Otro Resultado Integral	2.815,22	(2.502,04)	2.094.534	(2.048.323)
Resultado Integral Total	2.030,20	(3.458,55)	1.564.812	(2.687.137)

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.



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

Presidente



Stacey Purcell/ Extranjera

Director Titular



Iván Díaz- Molina/ 14.655.033-9

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 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	128.905.099	137.165.786
Activos No Corrientes	696.059.216	650.794.663
Total Activos	824.964.315	787.960.449

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	205.764.819	171.805.649
Pasivos No Corrientes	199.909.967	201.145.293
Total Pasivos	405.674.786	372.950.942
Total Patrimonio Neto	419.289.529	415.009.507
Total Patrimonio Neto y Pasivos	824.964.315	787.960.449

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	115.725.491	110.070.708
Ganancia Antes de Impuesto	32.073.539	28.545.054
Impuesto a las Ganancias	(8.209.747)	(6.865.213)
Ganancia	23.863.792	21.679.841

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	80.254.621	70.037.577
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(89.007.756)	(80.925.613)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(453.872)	(27.868.463)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(12.329)	193.653
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(9.220.246)	(38.562.846)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	21.989.288	60.552.134
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	12.769.042	21.989.288

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	415.009.507	406.021.666
Cambios en Patrimonio	4.280.022	8.987.841
Saldo Final Período Actual	419.289.529	415.009.507

Sistema de Transmisión del Sur S.A. - STS
Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	14.775.163	11.416.170
Activos No Corrientes	202.163.091	182.527.739
Total Activos	216.938.254	193.943.909

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	46.148.959	56.9333.939
Pasivos No Corrientes	25.275.561	22.171.728
Total Pasivos	73.424.520	79.105.667
Total Patrimonio Neto	145.513.734	114.838.242
Total Patrimonio Neto y Pasivos	216.938.254	193.943.909

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	25.767.958	29.169.268
Ganancia Antes de Impuesto	15.578.692	19.030.871
Impuesto a las Ganancias	(4.583.739)	(3.899.991)
Ganancia	10.994.953	15.130.880

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	27.446.373	26.910.272
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(32.104.184)	(27.000.530)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	5.329.250	83.949
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	1.168	(915)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	672.607	(7.224)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	73.783	81.007
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	746.390	73.783

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	114.838.242	87.866.231
Cambios en Patrimonio	30.675.492	26.972.011
Saldo Final Período Actual	145.513.734	114.838.242

Empresa Eléctrica de Aisén S.A. - Edelayen
Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	24.409.717	24.265.676
Activos No Corrientes	62.495.522	59.969.944
Total Activos	86.905.239	84.235.620

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.799.419	5.631.415
Pasivos No Corrientes	7.031.832	6.550.701
Total Pasivos	12.831.251	12.182.116
Total Patrimonio Neto	74.073.988	72.053.504
Total Patrimonio Neto y Pasivos	86.905.239	84.235.620

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	11.954.053	13.055.790
Ganancia Antes de Impuesto	3.554.431	4.602.045
Impuesto a las Ganancias	(618.694)	(671.613)
Ganancia	2.935.737	3.930.432

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	6.202.378	8.606.016
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(11.922.628)	(3.699.987)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(814.388)	(1.516.925)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	58	35.160
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(6.534.580)	3.424.264
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	8.692.811	5.268.547
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	2.158.231	8.692.811

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	72.053.504	69.388.782
Cambios en Patrimonio	2.020.484	2.664.772
Saldo Final Período Actual	74.073.988	72.053.504

Compañía Eléctrica Osorno S.A. - Luz Osorno
Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.979.840	8.188.397
Activos No Corrientes	16.797.478	15.962.839
Total Activos	22.777.318	24.151.236

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	5.452.581	6.945.854
Pasivos No Corrientes	1.465.589	1.271.151
Total Pasivos	6.918.170	8.217.005
Total Patrimonio Neto	15.859.148	15.934.231
Total Patrimonio Neto y Pasivos	22.777.318	24.151.236

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	5.169.594	5.306.913
Ganancia Antes de Impuesto	2.733.050	2.783.182
Impuesto a las Ganancias	(603.288)	(549.526)
Ganancia	2.129.762	2.233.656

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	4.232.045	3.268.088
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(1.453.542)	1.094.677
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(4.271.095)	(696.217)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	0	0
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(1.492.592)	1.477.194
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.897.639	420.445
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	405.047	1.897.639

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	15.934.231	15.977.786
Cambios en Patrimonio	(75.083)	(43.555)
Saldo Final Período Actual	15.859.148	15.934.231



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)

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 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 fue durante el primer semestre de 2016.

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	12.540.594	6.046.783
Activos No Corrientes	45.437.325	35.808.886
Total Activos	57.977.919	41.855.669

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	56.250.751	42.313.071
Pasivos No Corrientes	884.725	5.824
Total Pasivos	57.135.476	42.318.895
Total Patrimonio Neto	842.443	(463.226)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	57.977.919	41.855.669

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	3.958.569	-
Ganancia Antes de Impuesto	1.242.039	(162.756)
Impuesto a las Ganancias	(303.251)	33.918
Ganancia	938.788	(128.838)

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(1.075.491)	(87.179)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(18.965.680)	(33.017.874)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	19.654.238	30.823.615
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(14.740)	26.301
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(401.673)	(2.255.137)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	403.554	2.658.691
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	1.881	403.554

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	(463.226)	(109.283)
Cambios en Patrimonio	1.305.669	(353.943)
Saldo Final Período Actual	842.443	(463.226)



Sistema de Transmisión del Centro S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$11.090.769

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

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

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	3.205.051	1.241.647
Activos No Corrientes	33.644.359	22.608.947
Total Activos	36.849.410	23.850.594

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	12.822.190	12.002.828
Pasivos No Corrientes	9.907	3.606
Total Pasivos	12.832.097	12.006.434
Total Patrimonio Neto	24.017.313	11.844.160
Total Patrimonio Neto y Pasivos	36.849.410	23.850.594

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	-	-
Pérdida Antes de Impuesto	(27.040)	(69.873)
Impuesto a las Ganancias	39.753	39.753
Ganancia (Pérdida)	12.713	(55.518)

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(79.324)	(82.792)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(13.787.506)	(9.121.521)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	13.814.313	9.272.551
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	14	-
Efectivo y equivalente al efectivo al final del período	15.735	68.238

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	11.844.160	11.090.769
Cambios en Patrimonio	12.173.153	753.391
Saldo Final Período Actual	24.017.313	11.844.160



Sociedad Generadora Austral S.A., SGA

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital suscrito y pagado: M\$3.160.921

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (Indirecta)

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 2016, la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM\$664.

SGA representa un 0,80% 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 Financieros Resumidos

Estados de Situación Financiera Clasificado (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
ACTIVOS		
Activos Corrientes	8.604.867	6.618.080
Activos No Corrientes	146.879	148.816
Total Activos	8.751.746	6.766.896

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.154.364	1.592.630
Pasivos No Corrientes	-	-
Total Pasivos	3.154.364	1.592.630
Total Patrimonio Neto	5.597.382	5.174.266
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.751.746	6.766.896

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza (Al 31 de diciembre 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Margen Bruto	694.746	506.098
Ganancia Antes de Impuesto	1.257.945	(499.827)
Impuesto a las Ganancias	(182.051)	(109.538)
Ganancia	1.075.894	(609.365)

Estados de Flujos de Efectivos Directo (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	1.185.182	352.442
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(6.038.104)	5.275.737
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-	-4.000.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	3
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(4.852.920)	1.628.182
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	4.938.368	3.310.186
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	85.448	4.938.368

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto (Al 31 de diciembre de 2016 y 2015)

	31-dic-16	31-dic-15
M\$		
Saldo Inicial Reexpresado	5.174.266	8.391.295
Cambios en Patrimonio	423.116	-3.217.029
Saldo Final Período Actual	5.597.382	5.174.266

Estados Financieros Consolidados

**correspondientes a los años terminados al
31 de diciembre de 2016 y 2015**

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

En miles de pesos – M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

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 2016 y 2015 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB"). Esta responsabilidad incluye 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 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.

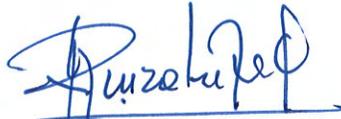
Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).

Deloitte.

Concepción, Chile

Marzo 28, 2017



René González L.

RUT: 12.380.681-6

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	12.769.042	21.989.288
Otros activos financieros corrientes	7	89.341	-
Otros activos no financieros corrientes		984.998	806.909
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	82.145.955	87.673.050
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	1.861.591	2.374.626
Inventarios corrientes	10	11.735.101	12.082.594
Activos por impuestos corrientes, corriente	11	19.319.071	12.239.319
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		128.905.099	137.165.786
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		128.905.099	137.165.786
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos financieros no corrientes	7	-	2.381.368
Otros activos no financieros no corrientes		200.808	155.606
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	8.538.700	10.494.203
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	12	45.162.057	44.225.534
Plusvalía	13	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	14	459.793.190	408.772.722
Activos por impuestos diferidos	15	7.948.455	10.349.224
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		696.059.216	650.794.663
TOTAL ACTIVOS		824.964.315	787.960.449

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	16	29.589.859	11.319.463
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	56.344.941	49.437.692
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	91.299.154	80.615.954
Otras provisiones corrientes	19	1.977.892	1.671.143
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	11	3.198.188	2.250.072
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	19	4.847.755	4.581.538
Otros pasivos no financieros corrientes	20	18.507.030	21.929.787
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		205.764.819	171.805.649
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		205.764.819	171.805.649
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	16	154.582.896	158.209.163
Pasivo por impuestos diferidos	15	24.019.046	17.757.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	20	15.121.107	19.684.726
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	19	6.186.918	5.494.187
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		199.909.967	201.145.293
TOTAL PASIVOS		405.674.786	372.950.942
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	304.501.634	304.501.634
Ganancias acumuladas	21	72.921.665	71.429.464
Otras reservas	21	23.930.841	22.092.945
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		401.354.140	398.024.043
Participaciones no controladoras	21	17.935.389	16.985.464
TOTAL PATRIMONIO		419.289.529	415.009.507
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		824.964.315	787.960.449

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Resultados Integrales		01/01/2016 al	01/01/2015 al
Ganancia	Nota	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	22	312.511.130	298.720.822
Otros ingresos	22	29.149.435	29.433.070
Materias primas y consumibles utilizados	23	(225.935.074)	(218.083.184)
Gastos por beneficios a los empleados	24	(17.072.029)	(16.062.552)
Gasto por depreciación y amortización	25	(18.706.973)	(16.528.207)
Otros gastos, por naturaleza	26	(35.977.928)	(36.802.462)
Otras ganancias (pérdidas)		(246.506)	198.781
Ingresos financieros	27	1.148.061	3.412.463
Costos financieros	27	(7.583.821)	(7.943.791)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	34	476.123	(3.325.115)
Diferencias de cambio	27	(1.493.292)	1.838.556
Resultados por unidades de reajuste	27	(4.195.587)	(6.313.327)
Ganancia, antes de impuestos		32.073.539	28.545.054
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	15	(8.209.747)	(6.865.213)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		23.863.792	21.679.841
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		23.863.792	21.679.841
Ganancia, atribuible a			
Propietarios de la controladora		23.501.372	21.369.656
Participaciones no controladoras	21	362.420	310.185
Ganancia		23.863.792	21.679.841

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

Estado del Resultado Integral	NOTA	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$
Ganancia		23.863.792	21.679.841
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	19	(162.148)	(519.280)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos		(162.148)	(519.280)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Pérdidas (ganancias) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(1.217.471)	2.136.155
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(1.217.471)	2.136.155
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		2.013.123	(1.488.898)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		2.013.123	(1.488.898)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos		2.209.569	(321.357)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos		2.209.569	(321.357)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	15	43.780	140.206
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		43.780	140.206
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	15	(484.069)	364.571
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año		(484.069)	364.571
Otro Resultado Integral		2.402.784	311.397
Resultado Integral Total		26.266.576	21.991.238
Resultado integral atribuible a			
Propietarios de la Controladora		25.339.268	22.130.979
Participaciones No Controladoras		927.308	(139.741)
Resultado Integral Total		26.266.576	21.991.238

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas														Total
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio Neto	
Saldo Inicial al 01/01/2016	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	
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	-	-	-	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	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.501.372	23.501.372	362.420	23.863.792	
Otro resultado integral	-	-	-	-	(1.025.045)	2.977.888	(114.947)	-	1.837.896	-	-	1.837.896	564.888	2.402.784	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.339.268	927.308	26.266.576	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22.009.171)	(22.009.171)	-	(22.009.171)	
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.617	22.617	
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(1.025.045)	2.977.888	(114.947)	-	1.837.896	1.492.201	3.330.097	949.925	4.280.022		
Saldo Final al 31/12/2016	304.501.634	-	-	-	1.143.449	(1.305.785)	(864.718)	-	24.957.895	23.930.841	72.921.665	401.354.140	17.935.389	419.289.529	

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas														Total
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio Neto	
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)	11.665.779	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	

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 2016 y 2015
 (En miles de pesos – M\$)

Estado de flujos de efectivo método directo	Nota	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$	01/01/2015 al 31/12/2015 M\$
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		442.507.929	420.010.298
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		441.263.042	419.750.231
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		1.129.677	-
Otros cobros por actividades de operación		115.210	260.067
Clases de pagos		(362.747.931)	(343.156.599)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(341.875.269)	(323.356.662)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(12.879.541)	(15.045.996)
Otros pagos por actividades de operación		(7.993.121)	(4.753.941)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(521.683)	(6.831.280)
Otras entradas (salidas) de efectivo		1.016.306	15.158
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		80.254.621	70.037.577
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		-	(200.500)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		11.787	21.050
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(88.875.752)	(82.105.233)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(7.680.851)	(12.740.264)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		6.853.931	13.063.437
Cobros a entidades relacionadas		-	618.600
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		683.129	417.297
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(89.007.756)	(80.925.613)
Fujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		100.308	31.329
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		40.000.000	2.566
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		40.000.000	2.566
Préstamos de entidades relacionadas		107.490.740	39.405.232
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(28.269.963)	(7.973.044)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(93.950.861)	(29.904.554)
Importes procedentes de subvenciones del gobierno, clasificados como actividades de financiación		3.447.532	4.788.912
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(21.451.900)	(26.737.753)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(7.819.728)	(7.481.151)
Fujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(453.872)	(27.868.463)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(9.207.007)	(38.756.499)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(13.239)	193.653
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(13.239)	193.653
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(9.220.246)	(38.562.846)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		21.989.288	60.552.134
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	12.769.042	21.989.288

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	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	12
2.3	Período cubierto	12
2.4	Bases de preparación.....	12
2.5	Bases de consolidación	13
2.6	Combinación de negocios	15
2.7	Moneda funcional	15
2.8	Bases de conversión	16
2.9	Compensación de saldos y transacciones	16
2.10	Propiedades, planta y equipo	16
2.11	Activos intangibles.....	18
2.11.1	Plusvalía comprada	18
2.11.2	Servidumbres.....	18
2.11.3	Programas informáticos	18
2.11.4	Costos de investigación y desarrollo	18
2.12	Deterioro de los activos no financieros	18
2.13	Arrendamientos.....	19
2.14	Instrumentos financieros.....	19
2.14.1	Activos Financieros no derivados.....	20
2.14.2	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	21
2.14.3	Pasivos financieros no derivados	21
2.14.4	Derivados y operaciones de cobertura	21
2.14.5	Instrumentos de patrimonio	23
2.15	Inventarios.....	23
2.16	Otros pasivos no financieros.....	23
2.16.1	Ingresos diferidos.....	23
2.16.2	Subvenciones estatales	23
2.16.3	Obras en construcción para terceros.....	24
2.17	Provisiones.....	24
2.18	Beneficios a los empleados	24
2.19	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	25
2.20	Impuesto a las ganancias	25
2.21	Reconocimiento de ingresos y gastos	26
2.22	Dividendos	26
2.23	Estado de flujos de efectivo	26
2.24	Nuevos pronunciamientos contables	27
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	30
3.1	Generación eléctrica.....	31
3.2	Transmisión.....	31
3.3	Distribución	32
3.4	Marco regulatorio	33
3.4.1	Aspectos generales	33
3.4.2	Ley Tokman.....	33
3.4.3	Ley Net Metering.....	33
3.4.4	Ley de Concesiones	33
3.4.5	Ley de Licitación de ERNC	33
3.4.6	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	33
3.4.7	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGS.	33
3.4.8	Ley de Transmisión.....	33
3.4.9	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local.....	34
3.4.10	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	34
4	Política de Gestión de Riesgos.....	35
4.1	Riesgo financiero.....	35
4.1.1	Tipo de cambio	35
4.1.2	Variación UF	36
4.1.3	Tasa de interés	37
4.1.4	Riesgo de liquidez.....	38
4.1.5	Riesgo de crédito.....	38
5	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	40
6	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	41
7	Otros Activos Financieros.....	42

8	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar	43
9	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	47
10	Inventarios.....	51
11	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	52
12	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	53
13	Plusvalía Comprada	54
14	Propiedades, planta y equipo	55
15	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	57
15.1	Impuesto a la renta.....	57
15.2	Impuestos diferidos	58
16	Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes.....	59
16.1	Instrumentos derivados.....	60
17	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	62
18	Instrumentos financieros.....	63
18.1	Instrumentos financieros por categoría	63
18.2	Valor Justo de instrumentos financieros	64
19	Provisiones.....	65
19.1	Provisiones corrientes	65
19.1.1	Otras Provisiones.....	65
19.1.2	Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados.....	66
19.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	67
19.3	Juicios y multas	69
19.3.1	Juicios.....	69
19.3.2	Multas	70
20	Otros Pasivos no Financieros	70
21	Patrimonio	71
21.1	Patrimonio neto de la Sociedad	71
21.1.1	Capital suscrito y pagado.....	71
21.1.2	Dividendos	71
21.1.3	Otras reservas	71
21.1.4	Diferencias de conversión.....	72
21.1.5	Ganancias Acumuladas	73
21.2	Gestión de capital.....	73
21.3	Restricciones a la disposición de fondos	73
21.4	Participaciones no controladoras	74
22	Ingresos	74
23	Materias Primas y Consumibles Utilizados	75
24	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	75
25	Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	75
26	Otros Gastos por Naturaleza	75
27	Resultado Financiero.....	76
28	Información por Segmento	76
29	Medio Ambiente	80
30	Garantías Comprometidas con Terceros	81
31	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	82
32	Compromisos y Restricciones	82
33	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	87
34	Información Financiera Resumida de Negocios Conjuntos	88
35	Información Adicional sobre Deuda Financiera.....	90
36	Moneda Extranjera	92
37	Hechos Posteriores	93

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Notas a los estados financieros consolidados

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

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, Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, inscrita con el número 269 y Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., SATT, inscrita con el número 435.

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

b) Información del Negocio

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 opera un sistema de transmisión cuyo propósito es abastecer los 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).

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.

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 está construyendo el 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 2016, han sido preparados de acuerdo a 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"). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 28 de marzo de 2017. 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 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

La preparación de los presentes estados financieros consolidados, requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3 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 2016 y 2015.
- Los Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados de Cambios en el Patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
- Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

2.4 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados de la Sociedad y sus filiales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board, en adelante "NIIF".

Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 fueron originalmente preparados de acuerdo a Normas e instrucciones emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), considerando el Oficio Circular N° 856 de fecha 17 de octubre de 2014, que instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como resultado directo del incremento en la

tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción difiere de lo establecido por las NIIF, que requieren que dicho efecto sea registrado contra resultados del ejercicio.

En el presente ejercicio la Sociedad efectuó la re-adopción de las NIIF, aplicando estas normas como si nunca hubiera dejado de aplicarlas, de acuerdo a la opción establecida en el párrafo 4A de la NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF”, sin que esto implicara realizar ajustes a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015, originalmente emitidos y que se presentan para efectos comparativos en los presentes estados financieros consolidados.

2.5 Bases de consolidación

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 año 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.

El detalle de las sociedades filiales que han sido consolidadas en estos Estados Financieros se presenta a continuación:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN			
			31/12/2016		31/12/2015	
			DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	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%	93,2173%
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%	50,1000%
CHILE 76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISION TRONCAL S.A.	USD	99,9000%	0,1000%	100,0000%	100,0000%

Participaciones no controladoras - Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el estado de situación financiera consolidado, dentro del patrimonio, de forma separada del patrimonio de los propietarios de la controladora.

Los cambios en la participación de la Sociedad en la propiedad de una subsidiaria que no resultan en la pérdida de control sobre las filiales se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los importes en libros de la participación de la Sociedad y las participaciones controladoras son ajustados para reflejar el cambio en sus participaciones relativas en las filiales. Cualquier diferencia entre el importe por el cual las participaciones no controladoras son ajustadas y el valor razonable de la consideración pagada o recibida se reconoce directamente en patrimonio y se atribuye a los propietarios de la Sociedad.

Asociadas y negocios conjuntos - Una asociada es una entidad sobre la cual la Sociedad ejerce influencia significativa. Influencia significativa es el poder de participar en las decisiones de políticas financieras y operativas de una inversión, pero no control o control conjunto sobre esas políticas.

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuas.

Bajo el método de la participación, las inversiones en asociadas y/o negocios conjuntos son registradas inicialmente al costo, y son ajustadas posteriormente en función de los cambios que experimenta, tras la adquisición, la porción de los activos netos de la asociada que corresponde a la Sociedad, menos cualquier deterioro en el valor de las inversiones individuales.

Si la parte de una Sociedad en las pérdidas de la asociada o negocio conjunto iguala o excede su participación en éstos, la Sociedad dejará de reconocer su participación en las pérdidas adicionales, a no ser que exista el compromiso por parte de la Sociedad de reponer la situación patrimonial de la asociada o negocio conjunto, en cuyo caso, se registra el pasivo correspondiente.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor del importe en libros 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”.

Sociedades de control conjunto que mantiene la Sociedad	Porcentaje de participación	
	31/12/2016	31/12/2015
Eletrans S.A.	50%	50%
Eletrans II S.A.	50%	50%

Conversión de Estado Financieros de sociedades con moneda funcional distinta del peso -
La conversión indicada 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 cambio 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.

2.6 Combinación de negocios

Las combinaciones de negocios están contabilizadas usando el método de la compra. Esto involucra el reconocimiento de activos identificables (incluyendo activos intangibles anteriormente no reconocidos) y pasivos (incluyendo pasivos contingentes y excluyendo reestructuraciones futuras) del negocio adquirido al valor justo. Si estas combinaciones de negocios implican adquirir el control de una inversión en la cual la Sociedad tenía influencia significativa o control conjunto, dicha participación previa se registra al valor justo reconociendo el efecto en resultados.

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

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.5.

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 año, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

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

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

	31/12/2016	31/12/2015
Dólar Estadounidense	669,47	710,16
Unidad de Fomento	26.347,98	25.629,09

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	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 27)	1.761.986	805.918
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,52%	3,44%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$2.510.573 por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 y a M\$2.249.827 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 (ver nota 24).
- 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 sus 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 año de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

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

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

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

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

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan y ajustan periódicamente, si es necesario, justando 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
Equipo de tecnología de la información :	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios :	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehiculos	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.

La plusvalía comprada es revisada anualmente para determinar si existe o no indicadores de deterioro o más frecuentemente, si eventos o cambios en circunstancias que indiquen que el valor libro puede estar deteriorado, según lo indicado en el punto 2.12.

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 no financieros

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida y la plusvalía comprada no están sujetos a amortización y se deben someter anualmente a pruebas de pérdidas por deterioro del valor.

Los activos sujetos a amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que exista evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, el importe en libros no puede ser recuperable. Si existe esta evidencia, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro.

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

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

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

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

Si el valor recuperable de un activo o UGE se estima que es menor que su valor libro, este último disminuye al valor recuperable. Se reconoce el deterioro como otra depreciación. En caso que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto que no supere el valor libro que se hubiese determinado, si no se

hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del año.

Tal como indicado, 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. Las pérdidas por deterioro relacionadas con la plusvalía comprada no pueden ser reversadas en períodos futuros.

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.

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) Activos financieros a valor razonable a través de resultados

Su característica es que se incurre en ellos principalmente con el objeto de venderlos en un futuro cercano, para fines de obtener rentabilidad y liquidez. Estos instrumentos son medidos a valor razonable y las variaciones en su valor se registran en resultados en el momento que ocurren.

b) 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.

c) 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.

Método de la tasa de interés efectiva - 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.

Deterioro de activos financieros - Los activos financieros, distintos de aquellos valorizados a valor razonable a través de resultados, son evaluados a la fecha de cada estado de situación para establecer la presencia de indicadores de deterioro. Los activos financieros se encuentran deteriorados cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial, los flujos futuros de caja estimados de la inversión han sido impactados.

En el caso de los activos financieros valorizados al costo amortizado, la pérdida por deterioro corresponde a la diferencia entre el valor libros del activo y el valor presente de los flujos futuros de caja estimados descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero.

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

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

2.14.2 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. En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican en el pasivo corriente.

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 años posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de tasa de interés efectiva.

Método de la 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 periodo 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 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 evaluación 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.

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.

Si una cobertura del valor razonable cumple, durante el periodo, con los requisitos establecidos para contabilidad de cobertura, se contabilizará de la siguiente forma:

- (i) la ganancia o pérdida procedente de volver a medir el instrumento de cobertura al valor razonable (en el caso de un derivado que sea instrumento de cobertura) o del componente de moneda extranjera medido de acuerdo con la NIC 21 (en el caso de

un instrumento de cobertura que no sea un derivado) se reconocerá en el resultado del periodo; y

- (ii) la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustará el importe en libros de la partida cubierta y se reconocerá en el resultado del periodo. Esto es aplicable incluso si la partida cubierta se mide al costo.

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.

La porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se difiere en el patrimonio, en una reserva de patrimonio neto denominada "cobertura de flujos de caja". La ganancia o pérdida relacionada a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados integrales y se incluye en la línea ingresos (costos) financieros. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los mismos períodos en que el ítem cubierto afecte al resultado.

Sin embargo, cuando la transacción prevista que se cubre resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas previamente diferidas en el patrimonio se transfieren del patrimonio y se incluyen en la valorización inicial del costo de dicho activo o pasivo.

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.

Las coberturas de una inversión neta en un negocio en el extranjero, incluyendo la cobertura de una partida monetaria que se contabilice como parte de una inversión neta (véase la NIC 21), se contabilizarán de manera similar a las coberturas de flujo de efectivo:

- (i) la parte de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura que se determina que es una cobertura eficaz se reconocerá en otro resultado integral; y
- (ii) la parte ineficaz se reconocerá en el resultado del periodo.

Al disponerse parcial o totalmente de un negocio en el extranjero, la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura relacionado con la parte eficaz de la cobertura que ha sido reconocida en otro resultado integral, deberá reclasificarse del patrimonio a resultados como un ajuste por reclasificación.

La contabilidad de cobertura se descontinúa cuando se anula la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, se finaliza, o ejerce, o ya no califica para la contabilidad de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida diferida en el patrimonio en ese momento se mantiene en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista finalmente se reconoce en ganancias o pérdidas. Cuando ya no es esperable que una transacción prevista ocurra, la ganancia o pérdida acumulada que fue diferida en el patrimonio se reconoce de manera inmediata en ganancias o pérdidas.

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.

Derivados implícitos - La Sociedad y sus filiales han establecido un procedimiento que permite evaluar la existencia de derivados implícitos en contratos financieros y no financieros. En caso de existir un derivado implícito, y si el contrato principal no es contabilizado a valor razonable, el procedimiento determina si las características y riesgos del mismo no están estrechamente relacionados con el contrato principal, en cuyo caso requiere de una contabilización separada.

El procedimiento consiste en una caracterización inicial de cada contrato que permite distinguir aquellos en los cuales podría existir un derivado implícito. En tal caso, dicho contrato se somete a un análisis de mayor profundidad. Si producto de esta evaluación se determina que el contrato contiene un derivado implícito que requiera su contabilización separada, éste es valorizado y los movimientos en su valor razonable son registrados en la cuenta de resultados integrales de los estados financieros consolidados.

A la fecha, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad y sus filiales que requieran ser contabilizados separadamente.

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 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1 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 por contratos de peajes de largo plazo con terceros, por el uso de activos de transmisión zonal, que la Sociedad debe construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo, se da comienzo al reconocimiento de respectivo ingreso en los resultados de la Sociedad con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido, en la proporción que corresponda y en el mismo plazo de duración del contrato.

2.16.2 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.

2.16.3 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. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

2.17 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.

2.18 Beneficios a los empleados

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

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

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 4,85% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.19 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.

2.20 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.

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 Ley N° 20.780 del 29 de septiembre de 2014 (conocida como Reforma Tributaria). Esta simplificación obliga a las sociedades con socios o accionistas que sean personas jurídicas a tributar con el "Régimen Parcialmente Integrado", dejando de lado la opción de "Régimen de Renta Atribuida", definido en la Ley N° 20.780. Así la Sociedad y sus filiales tributará con el "Régimen Parcialmente Integrado", el 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.

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.21 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.

2.22 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.

2.23 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad 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.

2.24 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016:

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<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>
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
<p>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>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Contabilización de las adquisiciones de participaciones en operaciones conjuntas (Modificaciones a la NIIF 11)</p> <p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Agricultura: Plantas "para producir frutos" (Modificaciones a la NIC 16 y la NIC 41)</p> <p>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>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>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados.</p> <p>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>Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016</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>

Enmiendas a NIIF
Fecha de aplicación obligatoria

Mejoras Anuales Ciclo 2012 – 2014 mejoras a cuatro NIIF

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.

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.

Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2016

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

NIC 34 Información Financiera Intermedia - Aclara el significado de "en otro lugar del informe intermedio" y requiere una referencia cruzada.

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 habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF
Fecha de aplicación obligatoria

NIIF 9, Instrumentos Financieros

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.

El 19 de noviembre de 2013, el IASB emitió una enmienda a NIIF 9 "Instrumentos Financieros" incorporando un nuevo modelo de contabilidad de cobertura.

Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

La versión final emitida el 2014 reemplaza la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición". La Norma contiene requisito en las siguientes áreas:

- Clasificación y medición: Los activos financieros se clasifican sobre la base del modelo de negocio en el que se mantienen y de las características de sus flujos de efectivo contractuales.
 - Deterioro: Introduce un modelo de "pérdida de crédito esperada" para la medición del deterioro de los activos financieros.
 - Contabilidad de cobertura: Introduce un nuevo modelo que está diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero.
 - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".
-

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
--------------------	----------------------------------------

NIIF 15, Ingresos procedentes de contratos con clientes

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.

Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

NIIF 16, Arrendamientos

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.

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"

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
-------------------------	----------------------------------------

Enmiendas a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas.

- 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 espera 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.

Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

Enmiendas a NIC 7: Iniciativa de Revelación.

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.

Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017

Venta o aportación de activos entre un Inversor y su asociada o negocio conjunto (Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28)

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:

- 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.

Fecha de vigencia aplazada indefinidamente

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.

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Aclaración a la NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Aplicación NIIF 9 "Instrumentos Financieros" con NIIF 4 "Contratos de Seguro" (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 12 y NIC 28)	Las enmiendas a NIIF 1 y NIC 28 son efectivas para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018. La enmienda a la NIIF 12 para periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

La Sociedad y sus filiales se encuentran estudiando el impacto de la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, la Sociedad y sus filiales estiman que no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados al momento de su adopción.

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 y se espera su interconexión para el año 2018.

Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelaysen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1 Generación eléctrica

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

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

- 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. 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. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los 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 20 años. 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 transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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) y 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 por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años.

3.2 Transmisión

Los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Transmisión zonal y Transmisión dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, 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. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas o por contratos privados entre las partes.

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.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de la empresas en áreas típicas y utilizando 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. 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.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

a) Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen de un precio de nudo, cargo por Transmisión Nacional y Zonal y el VAD.

El Precio de Nudo 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%.

Los cargos o peajes de transmisión corresponden a pagos por el uso de los sistemas de Transmisión, cuyos precios están fijados por la Autoridad o por Licitaciones Públicas.

Finalmente la tarifa incluye el VAD, que refleja 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.

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

La tarifa cobrada a este tipo de clientes es fijada entre su correspondiente suministrador (que puede ser o no la distribuidora) y el mismo cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (peaje de distribución o VAD).

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, es decir Ley Corta I y Ley Corta II, y que tuvieron un positivo impacto en el sector incentivando el nivel de inversión y regulando el proceso de obtención de contratos de compra de energía por parte de las distribuidoras para satisfacer el consumo, se han agregado otras modificaciones en diversas materias.

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

3.4.2 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.

3.4.3 Ley Net Metering

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

3.4.4 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.

3.4.5 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.

3.4.6 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.

3.4.7 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE

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.

El 29 de enero de 2015 se publicaron unas modificaciones a la LGSE (Ley N°20.085 del Ministerio de Energía) con el fin de perfeccionar el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

3.4.8 Ley de Transmisión

El 11 de julio del 2016 se aprobó la nueva Ley de Transmisión (Ley Número 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios propuestos por esta Ley 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.

Adicionalmente, esta Ley incluyó una extensión del plazo de vigencia del Decreto de Subtransmisión (DS 14-2012) y Troncal (DS 61-2011), desde 2015 hasta fines de 2017.

3.4.9 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.
- b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.4.10 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 transmisión zonal 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.

4 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:

4.1 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 y sus filiales se realiza de modo de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

4.1.1 Tipo de cambio

La Sociedad y sus principales filiales que operan en moneda funcional peso, por ser ésta la moneda en que se realizan parte importante de las transacciones y que tiene mayor proporción en la generación de flujos.

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

También en el caso de operaciones de financiamiento o flujos de caja importantes, distintos de la moneda funcional de la Sociedad y sus filiales, se contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

Por otro lado, 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. Sin embargo, 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 del Grupo son de un 4,2%. Las variaciones de patrimonio que puedan tener estas sociedades por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

Así mismo, la Sociedad mantiene préstamos en cuenta corriente en dólares con sus filiales STC y STN por un monto de USD 41.519 mil dólares a diciembre 2016 (USD 49.731 mil dólares a diciembre 2015) para la construcción de sus activos.

4.1.1.1 Análisis de Sensibilidad

A continuación se muestra un cuadro comparativo para los años 2016 y 2015 con el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional, de SGA, STN, STC y SATT, ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2016		31/12/2015	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$ (MMS)	Devaluación del \$ (MMS)	Apreciación del \$ (MMS)	Devaluación del \$ (MMS)
SGA	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	82.277	(82.277)	71.528	(71.528)
STN	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	180.229	(180.229)	23.914	(23.914)
STC	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	31.922	(31.922)	7.088	(7.088)
SATT	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	16.930	(16.930)	-	-
Totales			311.358	(311.358)	102.530	(102.530)

También para los años 2016 y 2015 se muestra una sensibilización del impacto en resultados en la Sociedad del préstamo en cuenta corriente en dólares que mantienen las filiales STC y STN con la Sociedad, ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Deudor - Cuenta Corriente	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2016		31/12/2015	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$ (MMS)	Devaluación del \$ (MMS)	Apreciación del \$ (MMS)	Devaluación del \$ (MMS)
SAESA	STN	\$10	(415.190)	415.190	(412.734)	412.734
SAESA	STC	\$10	-	-	(84.579)	84.579
Totales			(415.190)	415.190	(497.313)	497.313

4.1.2 Variación UF

Los ingresos de la Sociedad y sus filiales se liquidan en pesos chilenos y más del 65% está indexado a variaciones de indicadores internos de la economía como la Unidad de Fomento. Estos ingresos (en su mayoría tarifas reguladas) incluyen además en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el IPP (Índice de Precios al Productor) y el tipo de cambio, que tiene menor proporción que la UF. Es decir, la mayor parte del flujo de efectivo que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a UF.

La Sociedad y sus filiales mantienen deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance. Actualmente, el 89% de la deuda financiera está estructurada en UF.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que STN y STC tienen moneda funcional dólar (su flujos están indexados altamente al dólar) y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, las sociedades han tomado Cross Currency Swaps (ver nota 16.1) 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\$	Fecha Expiración	31/12/2016 Nocional M\$
SATT	29/08/2016	327,8	8.596.326	05/03/2018	7.491.146
STC	30/03/2015	642,9	16.859.602	31/03/2017	2.433.629

4.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron 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 período de cierre de estos estados financieros consolidados (12 meses), con respecto de la variación real de la UF.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2016 y 2015:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2016	31/12/2015		31/12/2016	31/12/2015
	(M\$)	(M\$)		(M\$)	(M\$)
Deuda en UF (Bonos)	167.210.592	172.653.870	0,5%	857.913	875.084

4.1.3 Tasa de interés

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

	31/12/2016	31/12/2015
Tasa Interés Variable	4%	7%
Tasa Interés Fija	96%	93%

4.1.3.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de las tasas variables con respecto a la TAB, 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 (12 meses), con respecto a la tasa de la última fijación de los préstamos que posee la Sociedad.

El impacto en resultados para los años 2016 y 2015 para el análisis indicado, es el siguiente:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera a tasa variable		Aumento tasa %	Efecto Gastos Financieros	
	31/12/2016	31/12/2015		31/12/2016	31/12/2015
	(M\$)	(M\$)		(M\$)	(M\$)
Deuda en UF (Bonos)	7.928.288	15.336.366	1%	109.686	145.425

La Sociedad y sus filiales no han cambiado la metodología aplicada para determinar el análisis de sensibilización de tasas.

4.1.4 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. Actualmente el 89% de deuda de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deudas anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo, tal como se muestra en el siguiente cuadro de perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre 2016 y diciembre 2015:

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente					Totales 31/12/2016
	Hasta 1 año	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	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	13.855.309	13.678.698	9.549.891	5.060.485	5.060.485	58.712.589	130.293.929	236.211.386
Préstamos Bancarios	20.420.000	-	-	-	-	-	-	20.420.000
Totales	34.275.309	13.678.698	9.549.891	5.060.485	5.060.485	58.712.589	130.293.929	256.631.386
Porcentualidad	13%	5%	4%	2%	2%	23%	51%	100%

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente					Totales 31/12/2015
	Hasta 1 año	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	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	13.616.800	13.455.746	13.294.719	9.289.328	4.922.413	50.012.584	138.759.386	243.350.976
Porcentualidad	6%	5%	5%	4%	2%	21%	57%	100%

El riesgo asociado a liquidez es minimizado a través de la administración de caja conjunta con las matrices (Grupo Saesa y Eléctricas) 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.

Adicionalmente, Saesa y sus filiales y Frontel en la actualidad cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000, 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.

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar por financiar algunas inversiones de largo plazo con crédito de corto y mediano plazo, principalmente por optar a condiciones de mercado más favorables, así como mantener deuda relacionadas con la matriz.

4.1.5 Riesgo de crédito

La Sociedad y sus filiales están expuestas al riesgo de crédito debido a sus actividades operacionales y a sus actividades financieras. Sus políticas tienen como objetivo disminuir el incumplimiento de pago de las contrapartes y adicionalmente mejorar la posición de capital de trabajo.

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 8 es limitado dadas las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega las empresa que entregan este servicio.

También la Sociedad y sus filiales realizan otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos

(grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la Política 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.

Mayor información se encuentra en Nota 8 de Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre 2016 y 2015 se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas, en consistencia con el bajo nivel de riesgo de crédito:

Conceptos	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	341.660.565	328.153.892
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	1.003.732	1.180.398
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,29%	0,36%

El riesgo de crédito relacionados con los instrumentos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos u otros) tomados con instituciones financieras, se realizan en instrumentos 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 con muy alta calidad crediticia (ver Nota 6b, Efectivo y Equivalentes al Efectivo), 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.

5 Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros consolidados. Cambios en los juicios y estimaciones podrían tener un impacto significativo en los estados financieros consolidados. A continuación, se detallan los juicios y estimaciones críticos usados por la Administración en la preparación de los presentes estados financieros consolidados:

- **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 revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. 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 han 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. 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 reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** Las 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 considera como parte de los ingresos y costos de la explotación, la estimación de determinados montos del Sistema Eléctrico (entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten reflejar liquidaciones entre las distintas empresas del Sistema por servicios ya prestados. Estos valores se cancelarán una vez emitidas las liquidaciones definitivas por los Entes Regulatorios responsables, las que a la fecha de los Estados Financieros aún estaban pendientes por salir.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúan periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado 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.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se realizaron en función a la mejor información disponible sobre los hechos analizados a la fecha de estos estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan ocurrir en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se registraría en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos de dichos cambios en los correspondientes estados financieros en las cuentas de resultados o patrimonio según sea el caso.

6 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	2.408.364	3.385.793
Saldo en Bancos	1.070.329	1.453.942
Depósitos a plazo	-	4.512.744
Otros instrumentos de renta fija	9.290.349	12.636.809
Totales	12.769.042	21.989.288

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	Clasificación Riesgo	Monto inversión	
				31/12/2016	31/12/2015
				M\$	M\$
Edelaysen	Banco Santander	Depósitos a corto plazo	Nivel 1+	-	2.501.167
SGA	Banco Consorcio	Depósitos a corto plazo	Nivel 1+	-	2.011.577
Totales				-	4.512.744

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de Riesgo	Monto inversión	
				31/12/2016	31/12/2015
				M\$	M\$
Saesa	Banco Estado S.A. AGF Solvente Serie I	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	2.871.833	-
Saesa	Larrain Vial S.A. Xtra Cash Serie I	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	1.326.736	-
Saesa	Scotia Adm. General de FMS.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	1.289.315	1.883.426
Saesa	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	999.506	-
STS	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	547.508	-
Luz Osorno	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	228.107	-
Luz Osorno	Scotia Adm. General de FMS.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	-	1.467.459
Edelaysen	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	-	2.553.806
Edelaysen	Security S.A. Plus Serie E	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	-	2.339.509
Edelaysen	Scotia Adm. General de FMS.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	-	1.064.836
Edelaysen	Banco Estado S.A. AGF Solvente Serie I	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	589.214	-
Edelaysen	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	1.355.068	-
SGA	Larrain Vial S.A.	Fondos Mutuos	AAAfm/M1 (cl)	-	2.257.020
SGA	Scotia Adm. General de FMS.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	-	669.029
SGA	BBVA Corporativo Serie E	Fondos Mutuos	AA+fm/M1 (cl)	83.062	-
STN	BCI Asset Management, AGF S.A. Competitivo Serie Alto Patrimonio	Fondos Mutuos	AA+fm/M2 (cl)	-	401.724
Totales				9.290.349	12.636.809

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	12.737.093	21.500.490
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	31.949	488.798
Totales		12.769.042	21.989.288

7 Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros activos financieros	Moneda	Corriente		No Corriente	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	M\$	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (1)	CLP	-	-	-	2.381.368
Instrumentos derivados (2)	USD	89.341	-	-	-
Totales		89.341	-	-	2.381.368

(1) 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 filiales 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 a flujos proyectados actualizados.

(2) Ver Nota 16.1

8 Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	66.200.947	-	76.824.070	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	22.684.782	9.018.254	17.095.616	10.994.005
Totales	88.885.729	9.018.254	93.919.686	10.994.005

Provisión de deterioro cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	2.167.548	-	2.098.830	-
Otras cuentas por cobrar	4.572.226	479.554	4.147.806	499.802
Totales	6.739.774	479.554	6.246.636	499.802

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	64.033.399	-	74.725.240	-
Otras cuentas por cobrar, neto	18.112.556	8.538.700	12.947.810	10.494.203
Totales	82.145.955	8.538.700	87.673.050	10.494.203

El detalle de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Facturados	51.250.642	7.161.241	41.991.068	8.654.062
Energía y peajes	31.909.046	-	28.371.805	-
Anticipos para importaciones y proveedores	221.959	-	589.924	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	948.758	-	650.765	-
Convenios de pagos y créditos por energía	2.211.456	1.469.294	2.526.932	1.107.721
Deudores materiales y servicios	6.702.910	20	2.370.842	8.372
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.966.809	1.080.680	3.295.406	1.006.371
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	2.257.281	4.606.185	2.008.615	6.526.227
Otros	3.032.423	5.062	2.176.779	5.371
No Facturados o provisionados	34.863.231	-	48.966.020	-
Peajes uso de líneas eléctricas	5.007.169	-	3.319.149	-
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	12.870.392	-	27.750.707	-
Energía en medidores (*)	16.414.340	-	17.382.409	-
Provisión ingresos por obras	387.970	-	361.176	-
Otros	183.360	-	152.579	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	2.771.856	1.857.013	2.962.598	2.339.943
Totales, Bruto	88.885.729	9.018.254	93.919.686	10.994.005
Provisión deterioro	(6.739.774)	(479.554)	(6.246.636)	(499.802)
Totales, Neto	82.145.955	8.538.700	87.673.050	10.494.203

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	2.211.456	1.469.294	2.526.932	1.107.721
Anticipos para importaciones y proveedores	221.959	-	589.924	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.336.728	-	1.011.941	-
Deudores materiales y servicios	6.702.910	20	2.370.842	8.372
Cuenta corriente al personal	2.771.856	1.857.013	2.962.598	2.339.943
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	3.966.809	1.080.680	3.295.406	1.006.371
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	2.257.281	4.606.185	2.008.615	6.526.227
Otros deudores	3.215.783	5.062	2.329.358	5.371
Totales	22.684.782	9.018.254	17.095.616	10.994.005
Provisión deterioro	(4.572.226)	(479.554)	(4.147.806)	(499.802)
Totales, Neto	18.112.556	8.538.700	12.947.810	10.494.203

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2016 es de M\$90.684.655 y al 31 de diciembre de 2015 es de M\$98.167.253.
- 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 2016 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 476 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	416.103	35%
Comercial	38.263	32%
Industrial	6.582	21%
Otros	15.948	12%
Total	476.896	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 2016 y 2015 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	31/12/2016	31/12/2015
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	20.218.960	22.365.622
Con vencimiento entre tres y seis meses	604.575	517.554
Con vencimiento entre seis y doce meses	156.623	211.430
Con vencimiento mayor a doce meses	171.014	186.845
Totales	21.151.172	23.281.451

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	12%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	64%	66%
361 o más	100%	100%

Para algunos clientes importantes, la Sociedad y sus filiales evalúa el riesgo de incobrabilidad en base a su comportamiento histórico y estacionalidad de flujos o condiciones puntuales del mercado, por lo que la provisión podría no resultar en la aplicación directa de los porcentajes indicados.

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 DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro

- d) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2016								Saldo al 31/12/2015			
	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	231.149	64.493.283	3.035	1.157.031	234.184	65.650.314	208.036	68.450.643	2.967	1.319.840	211.003	69.770.483
Entre 1 y 30 días	146.432	13.573.833	1.592	399.195	148.024	13.973.028	161.934	15.407.624	1.629	240.171	163.563	15.647.795
Entre 31 y 60 días	43.924	5.533.020	722	175.072	44.646	5.708.092	54.326	5.953.800	881	217.724	55.207	6.171.524
Entre 61 y 90 días	4.357	593.692	183	21.048	4.540	614.740	4.155	636.722	163	20.721	4.318	657.443
Entre 91 y 120 días	1.724	344.029	88	25.459	1.812	369.488	1.974	250.863	89	10.449	2.063	261.312
Entre 121 y 150 días	1.539	236.794	84	12.939	1.623	249.733	1.463	157.881	63	4.833	1.526	162.714
Entre 151 y 180 días	1.237	171.388	47	7.666	1.284	179.054	1.193	288.999	44	4.348	1.237	293.347
Entre 181 y 210 días	1.125	116.071	48	7.483	1.173	123.554	968	126.583	41	4.762	1.009	131.345
Entre 211 y 250 días	1.294	122.791	49	6.296	1.343	129.087	1.291	189.873	52	5.963	1.343	195.836
Más de 250 días	13.655	4.124.322	588	1.863.030	14.243	5.987.352	11.784	3.677.191	542	1.817.242	12.326	5.494.433
Totales	446.436	89.309.223	6.436	3.675.219	452.872	92.984.442	447.124	95.140.179	6.471	3.646.053	453.595	98.786.232

- e) Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2016		Saldo al 31/12/2015	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	26	15.373	95	34.552
Documentos por cobrar en cobranza judicial	534	4.195.797	571	3.803.100
Totales	560	4.211.170	666	3.837.652

- 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 2015	6.928.393
Aumentos (disminuciones) del año	1.180.398
Montos castigados	(1.362.353)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	6.746.438
Aumentos (disminuciones) del año	1.003.732
Montos castigados	(530.842)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	7.219.328

- g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	808.126	1.175.036
Provisión cartera repactada	195.606	45.813
Castigos del año	(530.842)	(1.362.353)
Recuperos del año	-	(40.451)
Totales	472.890	(181.955)

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

9 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

9.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 diciembre de 2016 y 2015, 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%
Trecha V. de Garrido Elena	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%

9.2 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 32).

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	31/12/2016		31/12/2015	
							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\$	1.042.486	-	1.042.485	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	723.487	-	509.213	-
76.429.813-6	Línea Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	25.740	-	-	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	29.362	-	24.076	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.243	-	2.243	-
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	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Mantenimiento y operación	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	38.273	-	-	-
Totales							1.861.591	-	2.374.626	-

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	31/12/2016		31/12/2015	
							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\$	800.596	-	1.805.211	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	27.100	-	27.100	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	10.370.739	-	60.107.509	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (filial Luz Osorno y STS)	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	457.109	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (filial STC,STN y SATT)	Menos de 90 días	Matriz	USD	52.548.342	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	40	-	43	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	7.044.489	-	6.405.511	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	194	-	177	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	5.294	-	4.814	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	-	-	9.275.291	-
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\$	280.680	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.283	-	4.527	-
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\$	668	-	701	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial SGA)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	308	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	19.723.531	-	-	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar (filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	14.635	-	20.189	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	-	-	2.522.700	-
76.281.400-5	Alumini Ingeniería Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Indirecta	USD	22.146	-	-	-
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							91.299.154	-	80.615.954	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(9.440.996)	(12.675.483)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses préstamos en cuenta corriente	-	4.039
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	2.098.541	1.928.788
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(19.808)	(26.786)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenión de sistema	65.108	62.909
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	(10.746)	13.140
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses préstamos en cuenta corriente	(476.090)	25
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses préstamos en cuenta corriente	(349.867)	(785.501)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamos en cuenta corriente	(1.372.317)	(2.086.689)

9.3 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 26 de abril de 2016, 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, Stacey Purcell y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 18 de mayo de 2016, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

Al 31 de diciembre de 2016 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, 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	31/12/2016	31/12/2015
	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 2016 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2017.

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 2016 y 2015 son las siguientes:

Director	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	26.309	24.891
Iván Díaz-Molina	25.903	24.891
Totales	52.212	49.782

c) *Compensaciones del personal clave de la gerencia*

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen un Gerente General, ocho Gerentes de Área y 21 Subgerentes. En 2015, un Gerente General, nueve Gerentes de Área y 21 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$2.850.523 al 31 de diciembre de 2016 y a M\$2.658.375 al 31 de diciembre de 2015.

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.

10 Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2016:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	10.139.240	9.952.593	186.647
Materiales en tránsito	343.064	343.064	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.173.503	1.151.580	21.923
Petróleo	287.864	287.864	-
Totales	11.943.671	11.735.101	208.570

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

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\$207.981 para el año terminado al 31 de diciembre de 2016 y un cargo de M\$21.983 para el año terminado al 31 de diciembre de 2015.

Movimiento Provisión	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Provisión del año	207.891	21.983
Aplicaciones a provisión	(216.232)	(38.148)
Totales	(8.341)	(16.165)

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	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	18.501.053	19.012.111
Otros gastos por naturaleza (**)	2.029.806	2.041.119
Totales	20.530.859	21.053.230

(*) Ver Nota 23.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M\$12.130.297 (M\$14.407.476 en 2015) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M\$2.260.915 (M\$923.368 en 2015).

11 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	2.478.298	3.402.164
IVA Crédito fiscal por recuperar (1)	14.807.352	8.741.325
Crédito por utilidades absorbidas	772.137	-
Crédito Sence	107.268	28.398
Crédito Activo Fijo	92.367	67.432
Impuesto por recuperar año anterior	1.061.649	-
Totales	19.319.071	12.239.319

- (1) Corresponde principalmente a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de las filiales STN, STC y SATT.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	87.422	318
Iva Débito fiscal	2.995.584	2.159.282
Otros	115.182	90.472
Totales	3.198.188	2.250.072

12 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	45.162.057	44.225.534
Servidumbres	41.750.647	42.176.551
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	3.302.867	1.940.440

Activos Intangibles Bruto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	52.655.798	51.043.698
Servidumbres	41.750.647	42.176.551
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	10.796.608	8.758.604

Amortización Activos Intangibles	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Activos Intangibles Identificables	(7.493.741)	(6.818.164)
Servidumbres	-	-
Derecho de Agua	-	-
Software	(7.493.741)	(6.818.164)

La composición y movimientos del activo intangible durante el año 2016 y 2015, son los siguientes:

Movimiento año 2016	Servidumbres Neto M\$	Derecho de Agua M\$	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	42.176.551	108.543	1.940.440	44.225.534
Adiciones	-	-	597.441	597.441
Retiros Valor Bruto	-	-	(694.728)	(694.728)
Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	724.719	724.719
Otros (Activación Obras en Curso)	49.848	-	719.482	769.330
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	1.415.809	1.415.809
Gastos por amortización	-	-	(1.400.296)	(1.400.296)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	(475.752)	-	-	(475.752)
Total movimientos	(425.904)	-	1.362.427	936.523
Saldo final al 31 de Diciembre de 2016	41.750.647	108.543	3.302.867	45.162.057

Movimiento año 2015	Servidumbres Neto M\$	Derecho de Agua M\$	Software, 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
Adiciones	7.221.046	-	-	7.221.046
Retiros Valor Bruto	-	-	(64.799)	(64.799)
Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	548.259	548.259
Otros (Activación Obras en Curso)	11.111.561	-	1.256.599	12.368.160
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(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 de 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

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 año 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.

13 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 2016 y 2015:

Rut	Compañía	31/12/2016	31/12/2015
		M\$	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.

14 Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	459.793.190	408.772.722
Terrenos	15.269.731	14.886.275
Edificios	8.752.943	6.981.173
Planta y Equipo	356.752.997	278.438.201
Equipamiento de Tecnologías de la Información	2.355.470	1.260.904
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.417.264	979.982
Vehículos de Motor	2.298.808	2.254.379
Construcciones en Curso	69.272.650	100.743.338
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.673.327	3.228.470

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	584.480.859	524.902.734
Terrenos	15.269.731	14.886.275
Edificios	14.412.031	12.317.539
Planta y Equipo	466.991.938	380.923.485
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.220.303	4.386.352
Instalaciones Fijas y Accesorios	2.560.024	1.900.422
Vehículos de Motor	3.374.911	3.162.688
Construcciones en Curso	69.272.650	100.743.338
Otras Propiedades, Planta y Equipo	7.379.271	6.582.635

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(124.687.669)	(116.130.012)
Edificios	(5.659.088)	(5.336.366)
Planta y Equipo	(110.238.941)	(102.485.284)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(2.864.833)	(3.125.448)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(1.142.760)	(920.440)
Vehículos de Motor	(1.076.103)	(908.309)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(3.705.944)	(3.354.165)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2016 y 2015, es el siguiente:

Movimiento año 2016	Terrenos	Edificios, Neto	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 2016	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
Adiciones	-	31.949	5.576.791	342.631	-	-	65.485.230	350.590	71.787.191
Retiros Valor Bruto	-	-	(7.163.041)	(1.015.474)	(541)	(468.950)	-	(401.706)	(9.049.712)
Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	-	7.257.987	1.010.805	307	179.083	-	317.111	8.765.293
Tipo Cambio Depreciación Acumulada	-	-	(16.273)	-	-	-	-	-	(16.273)
Otros (Activación Obras en Curso)	383.456	1.806.101	31.941.149	726.272	91.985	433.494	(36.087.053)	704.596	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	256.442	54.932.959	780.522	568.158	247.679	(56.928.916)	143.156	-
Gastos por depreciación	-	(322.722)	(14.995.371)	(750.190)	(222.627)	(346.877)	-	(668.890)	(17.306.677)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	-	-	780.595	-	-	-	(3.939.949)	-	(3.159.354)
Total movimientos	383.456	1.771.770	78.314.796	1.094.566	437.282	44.429	(31.470.688)	444.857	51.020.468
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	15.269.731	8.752.943	356.752.997	2.355.470	1.417.264	2.298.808	69.272.650	3.673.327	459.793.190

Movimiento año 2015	Terrenos	Edificios, Neto	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 Valor Bruto	(25.364)	(394)	(1.322.445)	(30.948)	(2.612)	(1.386.070)	-	(78.320)	(2.846.153)
Retiros y Traspasos 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, Propiedades, Planta y Equipo	-	(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)	-	(61.1.074)	(15.392.366)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de 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

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 Propiedades, 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\$2.510.573 por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 y M\$2.249.827 por el año terminado al 31 de diciembre de 2015 (ver nota 24). Los activos en construcción según se explica en Nota 2.10 incluyen activación de costos financieros según el siguiente detalle:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 27)	1.761.986	805.918
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,52%	3,44%

- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

15 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

15.1 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 2016 y 2015, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	68.694	5.479.114
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	(81.256)	(4.372)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(12.562)	5.474.742
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	8.222.309	1.390.471
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	8.222.309	1.390.471
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	8.209.747	6.865.213

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	484.069	(364.571)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(43.780)	(140.206)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	440.289	(504.777)

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 2016 y 2015, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Ganancia antes de Impuesto	32.073.539	28.545.054
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (24% en 2016 - 22,5% en 2015)	(7.697.649)	(6.422.637)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	332.867	(510.053)
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	1.790.531	(1.034.308)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	1.464	60.872
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	(2.636.960)	1.040.913
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	(512.098)	(442.576)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(8.209.747)	(6.865.213)
Tasa impositiva efectiva	25,60%	24,05%

Con fecha 29 de septiembre de 2014, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°20.780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N°20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad y sus filiales debe tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.20 la Sociedad y sus filiales han contabilizado los efectos de utilizar este sistema.

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

15.2 Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, planta y equipo	796.054	3.251.219	23.659.455	17.307.488
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	103.226	131.285	-	2.785
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	1.913.120	1.720.342	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	230.954	201.064	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	53.171	52.059	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.332.432	3.459.760	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	2.983	5.819	325.488	431.048
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	601.425	61.136	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	730.852	630.344	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	174.983	216.589	11.069	15.896
Impuestos diferidos relativos a derivados	-	474.630	23.034	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	9.255	144.977	-	-
Total Impuestos Diferidos	7.948.455	10.349.224	24.019.046	17.757.217

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en los años 2016 y 2015, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	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
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.960.480)	6.261.829
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(440.289)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	7.948.455	24.019.046

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.

16 Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	20.028.000	-	-	-
Bonos	9.561.859	154.582.896	9.341.412	158.209.163
Derivados (*)	-	-	1.978.051	-
Totales	29.589.859	154.582.896	11.319.463	158.209.163

(*) Ver Nota 16.1

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente (no hay saldo al 31 de diciembre de 2015):

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2016						
						Corriente			No Corriente			
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 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
SAESA	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,35%	Mensual	-	20.028.000	20.028.000	-	-	-	-
Totales						-	20.028.000	20.028.000	-	-	-	-

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2016									
					Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	M\$	M\$	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\$	
Chile	UF	Anual	1,44%	Sin Garantía	3.976.091	-	3.976.091	3.916.081	-	-	-	-	-	3.916.081
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	-	4.501.038	4.501.038	4.330.321	4.342.224	-	-	-	-	8.672.545
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	262.738	262.738	-	-	-	-	-	25.451.326	25.451.326
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	405.391	405.391	-	-	-	-	-	64.535.671	64.535.671
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	-	416.601	416.601	-	-	-	-	-	52.007.273	52.007.273
Totales					3.976.091	5.585.768	9.561.859	8.246.402	4.342.224	-	-	-	141.994.270	154.582.896

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2015									
					Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	M\$	M\$	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\$	
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

d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

31 de diciembre de 2016														
Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	M\$	M\$	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\$	
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	1,44%	Sin Garantía	3.976.091	-	3.976.091	3.916.081	-	-	-	-	-	3.916.081
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	-	4.501.038	4.501.038	4.330.321	4.342.224	-	-	-	-	8.672.545
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	262.738	262.738	-	-	-	-	-	25.451.326	25.451.326
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	405.391	405.391	-	-	-	-	-	64.535.671	64.535.671
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	-	416.601	416.601	-	-	-	-	-	52.007.273	52.007.273
Totales					3.976.091	5.585.768	9.561.859	8.246.402	4.342.224				141.994.270	154.582.896

31 de diciembre de 2015														
Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente	
					M\$	M\$	M\$	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\$	
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

e) A continuación se describe el detalle con la principal información de la emisión y colocación de las líneas de Bonos de la Sociedad:

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha Colocación	Monto Colocado UF
SAESA	1era. Emisión de Línea Serie G / N°301	Banco de Chile	06/09/2002	28/10/2010	José Musalem Saffie	19/12/2007	300.000
SAESA	2da. Emisión de Línea Serie G / N°301	Banco de Chile	06/09/2002	28/10/2010	José Musalem Saffie	21/10/2008	300.000
SAESA	3era. Emisión de Línea Serie G / N°301	Banco de Chile	06/09/2002	28/10/2010	José Musalem Saffie	27/10/2009	300.000
SAESA	Emisión de Línea Serie I / N°664	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000
SAESA	Emisión de Línea Serie J / N°665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000
SAESA	Emisión de Línea Serie L / N°397	Banco de Chile	29/09/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000
SAESA	Emisión de Línea Serie O / N°742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000

16.1 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, STC y SATT han tomado instrumentos derivados, correspondientes a swap de moneda.

a) El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Duración (días)	UF		USD	
						Compañía recibe Ncional MUF	Tasa interés	Compañía paga Ncional MUSD	Tasa interés
SATT	BCI	Cross Currency Swap	29/08/2016	05/03/2018	553	327,8	0,00%	12.814	0,20%
STC	BCI	Cross Currency Swap	30/03/2015	31/03/2017	732	642,9	0,00%	25.451	0,67%

b) Los montos contabilizados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Empresa	Instrumento de cobertura	31/12/2016 (*)	31/12/2015 (**)	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
STN	Cross Currency Swaps	-	(857.880)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
SATT	Cross Currency Swaps	89.246	-	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
STC	Cross Currency Swaps	95	(1.120.171)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
Totales (neto)		89.341	(1.978.051)			

(*) Presentado en la cuenta Otros Activos Financieros Corrientes

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

El derivado tomado por STN resultó inefectivo para el segundo trimestre de 2016, principalmente por un desfase con los flujos reales de inversión, lo que implicó reconocer en resultados un cargo por M\$200.563. Este instrumento venció el 5 de julio de 2016, por lo que no hubo otros efectos relevantes en resultados.

El derivado tomado por STC resultó inefectivo para el segundo trimestre de 2016, también por un desfase con los flujos reales de inversión, lo que implicó reconocer en resultados un gasto por M\$21.404 a la fecha (el valor restante de M\$46.395 se reclasificará de la reserva mantenida en patrimonio a resultados, en función del período de los flujos remanentes de pago por la ejecución del proyecto aún en construcción). Este instrumento vence el 31 de marzo de 2017 y el saldo que resta del contrato de construcción en UF es de M\$2.433.629.

El derivado tomado por SATT, resultó efectivo, reconociéndose en Reservas de Patrimonio. Este instrumento vence el 5 de marzo de 2018 y el saldo que resta del contrato de construcción en UF es de M\$7.491.146.

17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	52.955.192	46.417.032
Otras cuentas por pagar	3.389.749	3.020.660
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	56.344.941	49.437.692

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	37.859.866	33.478.578
Proveedores por compra de combustible y gas	185.618	277.246
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	579.584	955.428
Cuentas por pagar bienes y servicios	14.330.124	11.705.780
Dividendos por pagar a terceros	65.530	87.842
Cuentas por pagar instituciones fiscales	207.784	202.998
Otras cuentas por pagar	3.116.435	2.729.820
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	56.344.941	49.437.692

El detalle de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al 31/12/2016				Saldo al 31/12/2015			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	2.386.829	48.712.589	1.855.774	52.955.192	2.496.566	41.068.888	2.851.578	46.417.032
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	2.386.829	48.712.589	1.855.774	52.955.192	2.496.566	41.068.888	2.851.578	46.417.032

18 Instrumentos financieros

18.1 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y	Activos a valor	Derivados de	Total
	cuentas por cobrar	razonable con	cobertura	
	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	89.341	89.341
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	90.684.655	-	-	90.684.655
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.861.591	-	-	1.861.591
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.478.693	9.290.349	-	12.769.042
Totales	96.024.939	9.290.349	89.341	105.404.629

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y	Activos a valor	Derivados de	Total
	cuentas por cobrar	razonable con	cobertura	
	M\$	M\$	M\$	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

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y	Derivados de	Total
	cuentas por pagar	cobertura	
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	184.172.755	-	184.172.755
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	56.344.941	-	56.344.941
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	91.299.154	-	91.299.154
Totales	331.816.850	-	331.816.850

al 31 de diciembre de 2015	Préstamos y	Derivados de	Total
	cuentas por pagar	cobertura	
	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

18.2 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 31.12.2016	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	2.408.364	2.408.364
Saldo en Bancos	1.070.329	1.070.329
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	82.145.955	82.145.955
Pasivos Financieros - al 31.12.2016		
	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	20.028.000	20.028.000
Bonos	164.144.755	195.683.037
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	56.344.941	56.344.941

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 principalmente asociados a venta de energía y peajes, 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 y deuda bancaria 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.

19 Provisiones

19.1 Provisiones corrientes

19.1.1 Otras Provisiones corrientes

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Provisiones	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Otras provisiones (Multas y Juicios)	1.977.892	1.671.143
Totales	1.977.892	1.671.143

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	1.671.143
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	732.553
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(62.371)
Provisión utilizada	(235.382)
Reversos de provisión no utilizada	(128.051)
Total movimientos en provisiones	306.749
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	1.977.892

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

19.1.2 Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	905.698	850.723
Provisión por beneficios anuales	3.942.057	3.730.815
Totales	4.847.755	4.581.538

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	850.723	3.730.815	4.581.538
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	540.346	4.096.139	4.636.485
Provisión utilizada	(485.371)	(3.884.897)	(4.370.268)
Reversos de provisión no utilizada.	-	-	-
Total movimientos en provisiones	54.975	211.242	266.217
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	905.698	3.942.057	4.847.755
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales 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

19.2 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 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Indemnización por años de servicio	6.186.918	5.494.187
Totales	6.186.918	5.494.187

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016	5.494.187
Costo por intereses	269.337
Costo del servicio del año	529.064
Pagos en el año	(267.818)
Variación actuarial por cambio tasa	142.524
Variación actuarial por experiencia	19.624
Saldo al 31 de diciembre de 2016	6.186.918
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

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

Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Costo por intereses	269.337	316.818
Costo del servicio del año	529.064	500.212
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	798.401	817.030
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	162.148	519.280
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	960.549	1.336.310

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2016.

Tasa de descuento (nominal)	4,85%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RVM 2014
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2016, 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%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	661.052	(558.905)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2016, 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%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(565.907)	658.313

19.3 Juicios y multas

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

19.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesales	Monto M\$
SAESA	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA)	Pendiente en primera instancia	33.000
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	26.348
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	4127-2014	Indemnización de perjuicios en sede contractual (Constructora Bauen con SAESA)	Casación	14.452
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	3832-2014	Reclamo por uso de servidumbre (Gómez con SAESA)	Causa archivada	15.000
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	528-2012	Indemnización de perjuicios contractual (Orellana con SAESA)	Pendiente en primera instancia	11.000
SAESA	JLC de Cobranza Osorno	A-12-2016	Cobro cotizaciones Previsionales (IPS con SAESA)	Segunda instancia	100.000
SAESA	JLC de Cobranza Osorno	A-4-2016	Cobro cotizaciones Previsionales (Habitat con SAESA)	Segunda instancia	500.000
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	1° Juzgado Civil de Valdivia	C-3090-2015	Cobro de Pesos (Hacienda con Saesa)	Pendiente en primera instancia	1.010.376
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	5861-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Scheinng y otros con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	275.213
SAESA	Juzgado de Letras de Loncoche	8293 - 2010	Demanda de indemnización de perjuicios en procedimiento especial Indígena (Antillanca con SAESA)	Causa archivada	18.500
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2828-11	Demanda civil de indemnización de perjuicios (Constructora América con SAESA)	Causa archivada	26.348
SAESA	1° Juzgado Civil de Valdivia	3408-2015	Indemnización de Perjuicios (Silva con SAESA)	Pendiente en primera instancia	81.150
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	Juzgado Policía Local de Río Bueno	231-2015	Demanda por Leydel consumidor (Basser con SAESA)	Pendiente en primera instancia	15.646
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-1369-2015	Indemnizaciones de perjuicio por servidumbre (Corretaje y Turismo Miranda con SAESA)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-239-16	Incendio (Borquez Feliz y otro con SAESA)	Pendiente en primera instancia	466.200
SAESA	Juzgado Policía Local de Quellón	477-2016	Demanda por Leydel consumidor (Gallardo Perez con SAESA)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Mariquina	C-128-2016	Indemnizaciones de perjuicio por servidumbre (Pailan con SAESA)	Pendiente en primera instancia	50.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	5632-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodriguez y otros con SAESA) (*)	Pendiente en primera instancia	1.995.570
SAESA	3° Juzgado de Policía Local de Puerto Montt	3976-2016	Demanda por Leydel consumidor (Mardones con SAESA)	Pendiente en primera instancia	5.600
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	4487-2016	Cobro de Pesos (Hacienda con Saesa)	Pendiente en primera instancia	112.296
SAESA	Juzgado Policía Local San Juan de la Costa	869-2016	Demanda por Leydel consumidor (Jaramillo con SAESA)	Pendiente en primera instancia	1
SAESA	1° Juzgado Civil de Valdivia	C-2752-2016	Indemnización Perjuicios quema equipos (Arias y otro con SAESA)	Pendiente en primera instancia	26
SAESA	Juzgado de Letras de Loncoche	110-2016	Exhibición de documentos (Galvez con SAESA)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Policía Local de Puerto Varas	5595-2016	Demanda por Leydel consumidor (Uribe con SAESA)	Pendiente en primera instancia	270
SAESA	1° Juzgado Policía Local de Osorno	7666-2016	Demanda por Leydel consumidor (Martinez y otros con SAESA)	Pendiente en primera instancia	42.350
SAESA	Juzgado Policía Local de Llanquihue	70558	Demanda por Leydel consumidor (Perez con SAESA)	Pendiente en primera instancia	10.581
SAESA	Juzgado Cobranza Laboral Osorno	C-121-2016	Laboral/ cobro AFC (Cares con Saesa)	Pendiente en primera instancia	50.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Valdivia	2351-2016	Cobro de Pesos (Hacienda con Saesa)	Pendiente en primera instancia	400.292
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-3066-2016	Cobro de Pesos (Hacienda con Saesa)	Pendiente en primera instancia	13.183
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)	Recurso de Casación en el Fondo, estado "autos en relación" en la Corte Suprema para su revisión y fallo definitivo.	196.266
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00019-2016	Reclamación de resolución Tributaria (SAESA con SII)	Fallo de 1ra. instancia: Ha Lugar en todas sus partes. Recurso de Apelación en proceso de revisión en la Corte de Apelaciones de Puerto Montt.	69.575
EDELAYSÉN	Juzgado de Letras y Garantía de Aysén	C-545-2016	Servidumbre (Corretaje y Turismo Miranda con EDELAYSÉN)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
EDELAYSÉN	Juzgado de Letras de Puerto Aysén	C-64-2016	Demanda por Leydel consumidor (SERNAC con EDELAYSÉN)	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
EDELAYSÉN	Juzgado Cobranza Laboral Osorno	RIT A-58-2016	Laboral/ cobro AFC (AFC con EDELAYSÉN)	Pendiente en primera instancia	5.000
EDELAYSÉN	Juzgado de Cobranza Laboral de Osorno	A-58-2016	Laboral/ cobro AFC (AFC con EDELAYSÉN)	Pendiente en primera instancia	100.000
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) (*)	Causa archivada	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 (Rodriguez con STS) (*)	Pendiente en segunda instancia	932.230
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C-732-2015	Impugnación de tasación de servidumbre comisión tasadora (Oyarzin con STS) (*)	Pendiente (casación)	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

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

Al 31 de diciembre de 2016, 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 y sus filiales 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.

19.3.2 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\$
STS	REX13740 de fecha 31.05.2016	SEC	Mantenimiento	Recurso de Reposición	46.183
STS	RES EX. 15702 de fecha 18.10.2016	SEC	Mantenimiento	Pendiente Recurso de Reposición	4.618
EDELAYSEN	REX12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Incumplimiento standares calidad de servicio	Pendiente Recurso de Reposición	9.237
EDELAYSEN	REX12.947 de fecha 31.03.2016	SEC	Accidente Eléctrico	Pendiente segunda instancia	92.366
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 015 DRX de fecha 28.01.2010	SEC	Información e instrucciones no cumplidas	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	39.256
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	23.092
SAESA	REX1428 de fecha 23.06.2015	VIALIDAD	Falta de Permiso	Excepciones	13.855
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	23.092

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

En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado 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.

20 Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	13.448.390	16.233.409	-	-
Otras obras de terceros	5.058.640	5.696.378	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	9.444.069	11.332.555
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	5.677.038	8.352.171
Totales	18.507.030	21.929.787	15.121.107	19.684.726

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 2.16.2.

(*) Incluye participación en Eletrans S.A. por M\$3.883.304 al 31 de diciembre de 2016 y M\$5.748.323 al 31 de diciembre de 2015 y Eletrans II S.A. por M\$1.641.821 al 31 de diciembre de 2016 y M\$2.462.494 al 31 de diciembre de 2015. Ver Nota 34.

21 Patrimonio

21.1 Patrimonio neto de la Sociedad

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 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).

21.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2016 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0023729877 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, lo que significó un pago total de M\$21.369.656. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2016.

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.

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.

21.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2016

	Saldo al 01 de enero de 2016 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de cobertura M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	2.168.494	(1.025.045)			1.143.449
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	(1.006.345)		1.054.579		48.234
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(3.277.328)		1.923.309		(1.354.019)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(749.771)			(114.947)	(864.718)
Otras reservas varias	12.616.103				12.616.103
Efecto fusión filial STS, SAGESA	15.996				15.996
Efecto por fusión 31.05.2011	12.325.796				12.325.796
Totales	22.092.945	(1.025.045)	2.977.888	(114.947)	23.930.841

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 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, 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

21.1.4 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 2016 y 2015 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.576.145	1.920.184
Eletrans S.A.	(299.565)	(547.558)
Eletrans II S.A.	(41.723)	(79.989)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	2.668	47.189
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	(75.361)	827.258
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	(18.715)	1.410
Totales	1.143.449	2.168.494

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.

21.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

	Utilidad líquida distributable acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia (pérdida) acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	67.376.375	4.053.089	71.429.464
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	23.501.372		23.501.372
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(14.958.759)		(14.958.759)
Provisión dividendo mínimo del año	(7.050.412)		(7.050.412)
Saldo final al 31/12/2016	68.868.576	4.053.089	72.921.665

La utilidad distributable del año 2016, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2016, esto es M\$23.501.372.

	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.

21.2 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.

21.3 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 32).

21.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7827	6,7827	74.073.988	72.053.504	2.935.737	3.930.432	5.024.217	4.887.173	199.122	266.589
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	150.767.504	120.609.940	10.988.609	15.158.583	820.104	656.061	59.773	82.456
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	15.859.148	15.934.231	2.129.762	2.233.656	16.588	16.668	2.227	2.336
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	5.597.382	5.174.266	1.075.894	(609.365)	5.597	5.174	1.075	(609)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	10,0000	10,0000	842.443	(463.226)	938.788	(128.838)	84.244	(46.323)	93.879	(12.884)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	49,9000	49,9000	24.017.313	11.844.160	12.713	(55.518)	11.984.639	11.466.711	6.344	(27.703)
TOTALES							17.935.389	16.985.464	362.420	310.185

22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Venta de Energía	306.274.921	293.037.286
Ventas de energía	306.274.921	293.037.286
Otras Prestaciones y Servicios	6.236.209	5.683.536
Apoyos	305.213	310.108
Arriendo de medidores	908.577	875.529
Cortes y reposición	1.425.265	1.287.396
Pagos fuera de plazo	3.179.026	2.852.348
Otros	418.128	358.155
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	312.511.130	298.720.822
Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	12.715.174	10.905.370
Venta de materiales y equipos	5.942.674	8.928.065
Arrendamientos	712.452	688.891
Intereses Créditos y Préstamos	1.062.900	981.661
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.681.697	5.285.427
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.127.012	1.319.468
Otros Ingresos	1.907.526	1.324.188
Total Otros ingresos, por naturaleza	29.149.435	29.433.070

23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	207.434.021	199.071.073
Combustibles para generación y materiales	18.501.053	19.012.111
Totales	225.935.074	218.083.184

24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	16.373.626	14.885.742
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	2.085.132	2.161.149
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	1.123.844	1.265.488
Activación costo de personal (ver nota 14)	(2.510.573)	(2.249.827)
Totales	17.072.029	16.062.552

25 Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Depreciaciones	17.306.677	15.392.366
Amortizaciones de Intangibles	1.400.296	1.135.841
Totales	18.706.973	16.528.207

26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	7.041.290	8.045.775
Sistema generación	1.477.524	1.306.691
Mantención medidores, ciclo comercial	6.170.848	6.007.673
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.212.810	1.268.020
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	33.450	38.540
Provisiones y castigos	1.016.467	1.208.578
Gastos de administración	9.487.211	9.188.859
Egresos por construcción de obras a terceros	7.620.560	8.364.408
Otros gastos por naturaleza	1.917.768	1.373.918
Totales	35.977.928	36.802.462

27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos Financieros	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.148.061	2.824.411
Otros ingresos financieros	-	588.052
Total Ingresos Financieros	1.148.061	3.412.463

Costos Financieros	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$
Gastos por bonos	(6.132.173)	(5.917.681)
Otros gastos financieros	(3.213.634)	(2.832.028)
Activación gastos financieros	1.761.986	805.918
Total Costos Financieros	(7.583.821)	(7.943.791)

Resultado por unidades de reajuste	(4.195.587)	(6.313.327)
Diferencias de cambio	(1.493.292)	1.838.556
Positivas	485.982	3.298.868
Negativas	(1.979.274)	(1.460.312)
Total Costo Financiero	(13.272.700)	(12.418.562)

Total Resultado Financiero	(12.124.639)	(9.006.099)
-----------------------------------	---------------------	--------------------

28 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	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES																				
Electivo y equivalentes al efectivo	9.369.097	5.627.343	405.047	1.897.639	730.655	5.545	85.448	4.938.368	2.158.231	8.692.811	1.881	403.554	15.735	68.238	2.948	355.790	-	-	12.769.042	21.989.288
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95	-	89.246	-	-	-	89.341	-
Otros activos no financieros corrientes	240.850	216.213	10.075	32.699	411.092	354.089	-	-	216.599	186.891	98.962	12.677	7.420	4.340	-	-	-	-	984.998	806.909
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	60.400.644	70.865.486	4.865.182	5.824.494	6.642.413	5.469.337	2.199.466	1.123.243	3.834.329	4.353.331	4.050.116	17.735	39.290	19.424	114.515	-	-	-	82.145.955	87.673.050
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	36.903.768	45.193.280	1.633	34.688	102.180	71.175	6.283.686	285.353	15.329.251	8.982.860	567.351	17.988	192.107	-	-	-	(57.518.385)	(52.210.718)	1.861.591	2.374.626
Inventarios corrientes	8.750.619	8.872.476	184.780	201.253	1.203.385	1.473.274	-	-	1.596.317	1.535.591	-	-	-	-	-	-	-	-	11.735.101	12.082.594
Activos por impuestos corrientes, corrientes	2.090.935	1.710.810	513.123	197.624	2.480.387	2.801.103	36.267	271.116	1.274.990	514.192	7.822.284	5.594.829	2.950.404	1.149.645	2.150.681	-	-	-	19.319.071	12.239.319
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.	117.755.913	132.485.608	5.979.840	8.188.397	11.570.112	10.174.523	8.604.867	6.618.080	24.409.717	24.265.676	12.540.594	6.046.783	3.205.051	1.241.647	2.357.390	355.790	(57.518.385)	(52.210.718)	128.905.099	137.165.786
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	117.755.913	132.485.608	5.979.840	8.188.397	11.570.112	10.174.523	8.604.867	6.618.080	24.409.717	24.265.676	12.540.594	6.046.783	3.205.051	1.241.647	2.357.390	355.790	(57.518.385)	(52.210.718)	128.905.099	137.165.786
ACTIVOS NO CORRIENTE																				
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	2.381.368	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.381.368
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.430	59.430	89.188	94.610	1.059	1.059	50.624	-	-	-	-	-	-	-	200.808	155.606
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.681.516	9.775.183	128.455	114.093	190.042	251.959	-	-	534.079	352.968	4.608	-	-	-	-	-	-	-	8.538.700	10.494.203
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	241.603.539	208.561.627	-	-	12.033.441	378.159	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(253.636.980)	(208.939.786)	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	6.523.410	5.034.253	496.770	496.770	30.166.947	30.153.022	-	-	147.414	238.221	-	-	7.827.516	8.303.268	-	-	-	-	45.162.057	44.225.534
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	147.221.134	144.050.290	16.043.576	15.234.158	152.397.396	140.770.710	-	-	61.563.713	59.138.765	44.779.422	35.556.324	25.750.771	14.022.475	12.037.178	-	-	-	459.793.190	408.772.722
Activos por impuestos diferidos	3.893.516	5.859.716	128.677	117.818	2.942.559	3.540.002	57.691	54.206	249.257	238.931	602.671	252.562	66.072	283.204	8.012	-	-	2.785	7.948.455	10.349.224
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	581.339.628	547.697.582	16.797.478	15.962.839	197.789.815	177.534.650	146.879	148.816	62.495.522	59.969.944	45.437.325	35.808.886	33.644.359	22.608.947	12.045.190	-	(253.636.980)	(208.937.001)	696.059.216	650.794.663
TOTAL ACTIVOS	699.095.541	680.183.190	22.777.318	24.151.236	209.359.927	187.709.173	8.751.746	6.766.896	86.905.239	84.235.620	57.977.919	41.855.669	36.849.410	23.850.594	14.402.580	355.790	(311.155.365)	(261.147.719)	824.964.315	787.960.449

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES		
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	
	M\$	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	29.589.859	9.341.412	-	-	-	-	-	-	-	-	-	857.880	-	1.120.171	-	-	-	-	-	29.589.859	11.319.463
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	39.048.671	36.696.874	2.335.726	1.736.008	7.652.196	5.198.961	2.378.708	1.321.427	3.028.586	2.463.702	185.120	1.748.059	676.981	272.661	1.038.953	-	-	-	-	56.344.941	49.437.692
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	39.957.447	38.558.815	1.892.649	3.905.456	24.336.621	38.496.854	729.332	271.178	1.094.172	1.411.397	55.903.987	39.612.802	12.018.545	10.570.170	12.884.786	-	-	(57.518.385)	(52.210.718)	91.299.154	80.615.954
Otras provisiones corrientes	1.745.525	1.445.382	21.723	21.145	88.022	32.904	-	-	122.622	171.712	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.977.892	1.671.143
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	2.779.088	1.975.352	285.992	256.947	9.817	10.317	46.324	25	1.721	2.250	31.278	2.467	2.752	2.396	41.216	318	-	-	-	3.198.188	2.250.072
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.548.582	3.460.907	84.885	95.833	571.750	547.515	-	-	388.260	347.990	130.366	91.863	123.912	37.430	-	-	-	-	-	4.847.755	4.581.538
Otros pasivos no financieros corrientes	15.843.003	19.120.398	831.606	930.465	668.363	644.560	-	-	1.164.058	1.234.364	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.507.030	21.929.787
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	132.512.175	110.599.140	5.452.581	6.945.854	33.326.769	44.931.111	3.154.364	1.592.630	5.799.419	5.631.415	56.250.751	42.313.071	12.822.190	12.002.828	13.964.955	318	(57.518.385)	(52.210.718)	205.764.819	171.805.649	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	132.512.175	110.599.140	5.452.581	6.945.854	33.326.769	44.931.111	3.154.364	1.592.630	5.799.419	5.631.415	56.250.751	42.313.071	12.822.190	12.002.828	13.964.955	318	(57.518.385)	(52.210.718)	205.764.819	171.805.649	
PASIVOS NO CORRIENTES																					
Otros pasivos financieros no corrientes	154.582.896	158.209.163	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	154.582.896	158.209.163
Pasivo por impuestos diferidos	277.129	358.209	1.366.858	1.181.900	15.017.795	10.133.607	-	-	6.480.207	6.080.716	854.023	-	-	-	23.034	-	-	2.785	-	24.019.046	17.757.217
Otros pasivos no financieros no corrientes	5.550.331	8.648.465	749	622	9.543.510	11.427.771	-	-	26.517	24.771	-	-	-	-	-	-	-	(416.903)	-	15.121.107	19.684.726
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	4.818.870	4.344.170	97.982	88.629	704.349	606.744	-	-	525.108	445.214	30.702	5.824	9.907	3.606	-	-	-	-	-	6.186.918	5.494.187
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	165.229.226	171.560.007	1.465.589	1.271.151	25.265.654	22.168.122	-	-	7.031.832	6.550.701	884.725	5.824	9.907	3.606	23.034	-	-	(414.118)	199.909.967	201.145.293	
TOTAL PASIVOS	297.741.401	282.159.147	6.918.170	8.217.005	58.592.423	67.099.233	3.154.364	1.592.630	12.831.251	12.182.116	57.135.476	42.318.895	12.832.097	12.006.434	13.987.989	318	(57.518.385)	(52.624.836)	405.674.786	372.950.942	
PATRIMONIO																					
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	401.354.140	398.024.043	15.859.148	15.934.231	150.767.504	120.609.940	5.597.382	5.174.266	74.073.988	72.053.504	842.443	(463.226)	24.017.313	11.844.160	414.591	355.472	(271.572.369)	(225.508.347)	401.354.140	398.024.043	
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.935.389	16.985.464	17.935.389	16.985.464
TOTAL PATRIMONIO	401.354.140	398.024.043	15.859.148	15.934.231	150.767.504	120.609.940	5.597.382	5.174.266	74.073.988	72.053.504	842.443	(463.226)	24.017.313	11.844.160	414.591	355.472	(253.636.980)	(208.522.883)	419.289.529	415.009.507	
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	699.095.541	680.183.190	22.777.318	24.151.236	209.359.927	187.709.173	8.751.746	6.766.896	86.905.239	84.235.620	57.977.919	41.855.669	36.849.410	23.850.594	14.402.580	355.790	(311.155.365)	(261.147.719)	824.964.315	787.960.449	

Estado de Resultados Integrales	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES		
	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	04/03/2015	01/01/2016 al	15/10/2015	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	
	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	
Ingresos de Actividades Ordinarias	229.007.975	218.204.057	18.257.288	15.928.580	25.502.983	26.753.767	18.019.628	19.392.671	18.155.182	18.441.747	3.458.787	-	-	-	109.287	-	-	-	-	312.511.130	298.720.822
Otros ingresos	25.646.909	24.542.019	973.743	659.876	662.443	2.880.745	99.244	94.797	1.267.037	1.255.633	499.782	-	-	-	277	-	-	-	-	29.149.435	29.433.070
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(186.583.877)	(180.713.437)	(14.061.437)	(11.281.543)	(397.468)	(465.244)	(17.424.126)	(18.981.370)	(7.468.166)	(6.641.590)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(225.935.074)	(218.083.184)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(12.300.610)	(12.021.210)	(407.942)	(417.429)	(1.936.390)	(1.653.760)	-	-	(2.101.143)	(1.918.216)	(325.944)	(51.937)	-	-	-	-	-	-	-	(17.072.029)	(16.062.552)
Gasto por Depreciación y Amortización	(9.475.256)	(9.228.605)	(760.401)	(862.342)	(4.284.776)	(3.556.452)	-	-	(2.906.215)	(2.880.808)	(1.250.649)	-	-	-	(29.676)	-	-	-	-	(18.706.973)	(16.528.207)
Otros Gastos por Naturaleza	(26.452.071)	(25.788.455)	(1.251.552)	(1.199.028)	(3.622.953)	(5.253.101)	(30.269)	(35.337)	(4.050.612)	(4.387.743)	(445.280)	(42.924)	(104.538)	(95.874)	(20.653)	-	-	-	-	(35.977.928)	(36.802.462)
Otras Ganancias (Pérdidas)	(121.800)	178.572	(4.491)	(8.568)	(12.120)	2.364	-	-	(108.095)	26.413	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(246.506)	198.781
Ingresos Financieros	1.378.615	1.750.012	48.227	35.594	542.829	1.294.929	245.582	282.749	733.366	689.011	3.054	7.484	2.287	2.512	131	-	(1.806.030)	(629.828)	1.148.061	3.412.463	
Costos Financieros	(7.355.242)	(7.304.824)	(77.976)	(83.764)	(986.584)	(1.175.246)	(4)	-	(926)	(2.046)	(968.683)	(7.380)	(363)	(359)	(73)	-	1.806.030	629.828	(7.583.821)	(7.943.791)	
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación	18.208.511	16.921.147	-	-	6.389	(27.815)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17.738.777)	(20.218.447)	476.123	(3.325.115)	
Diferencias de Cambio	(1.924.073)	3.256.997	-	-	8.273	(431)	338.962	(1.241.291)	2.129	(2.487)	71.323	(182.592)	25.644	8.360	(15.550)	-	-	-	-	(1.493.292)	1.838.556
Resultados por Unidades de Reajuste	(4.642.339)	(6.758.472)	17.591	11.806	129.475	273.173	8.928	7.954	31.874	22.131	199.649	114.593	49.930	15.488	9.305	-	-	-	-	(4.195.587)	(6.313.327)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	25.386.742	23.037.801	2.733.050	2.783.182	15.612.101	19.072.929	1.257.945	(499.827)	3.554.431	4.602.045	1.242.039	(162.756)	(27.040)	(69.873)	53.048	-	(17.738.777)	(20.218.447)	32.073.539	28.545.054	
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(1.885.370)	(1.668.145)	(603.288)	(549.526)	(4.623.492)	(3.914.346)	(182.051)	(109.538)	(618.694)	(671.613)	(303.251)	33.918	39.753	14.355	(33.354)	(318)	-	-	(8.209.747)	(6.865.213)	
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuas	23.501.372	21.369.656	2.129.762	2.233.656	10.988.609	15.158.583	1.075.894	(609.365)	2.935.737	3.930.432	938.788	(128.838)	12.713	(55.518)	19.694	(318)	(17.738.777)	(20.218.447)	23.863.792	21.679.841	
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ganancia (pérdida)	23.501.372	21.369.656	2.129.762	2.233.656	10.988.609	15.158.583	1.075.894	(609.365)	2.935.737	3.930.432	938.788	(128.838)	12.713	(55.518)	19.694	(318)	(17.738.777)	(20.218.447)	23.863.792	21.679.841	

29 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos efectuados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	27.664	8.928
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	10.637	5.672
Saesa	Gestión de residuos	Costo	62.425	31.229
Saesa	Reforestaciones	Inversión	32.591	-
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	1.593	788
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	-	11.680
STS	Asesorías medioambientales	Costo	10.245	1.471
STS	Gestión de residuos	Costo	3.178	759
STS	Reforestaciones	Inversión	53.090	-
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	665	1.045
STS	Proyectos de inversión	Inversión	567.594	313.661
Edelaysen	Evaluación plan de manejo	Inversión	630	-
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	3	6.390
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	62.410	17.973
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	563	-
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	555	559
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	21.947	38.508
STN	Proyectos de inversión	Inversión	1.368	76.176
STC	Proyectos de inversión	Inversión	367.994	-
STC	Reforestaciones	Inversión	-	18.820
STC	Evaluación ambiental	Inversión	-	124.889
SATT	Proyectos de inversión	Inversión	72.184	-
Total			1.297.336	658.548

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.

30 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 2016 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 M\$	2017 M\$	2018 M\$	2019 M\$	2020 M\$	
Agencia Chilena de Eficiencia Energética	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	960.309	960.309	-	-	-	
Copelec Ltda.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	7.897	7.897	-	-	-	
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	251.111	9.611	241.500	-	-	
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	13.928.804	10.707.712	1.047.202	73.890	2.100.000	
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	13.931.226	8.992.528	3.955.290	983.408	-	
Ilustre Municipalidad de Cabrero	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	83.641	-	-	83.641	-	
Ilustre Municipalidad de Mulchén	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	59.091	-	-	59.091	-	
Ilustre Municipalidad de Santa Juana	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	500	500	-	-	-	
Municipalidad de Curacautín	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	500	500	-	-	-	
Municipalidad de Mariquina	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.423	2.423	-	-	-	
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	39.802	39.802	-	-	-	
Subsecretaría de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.660.386	830.193	830.193	-	-	
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	548.841	542.570	6.271	-	-	
Director Regional de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	20.337	20.337	-	-	-	
Director Regional de Vialidad Región de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.449	1.449	-	-	-	
Raúl Cornejo Faúndez, Director Regional de Vialidad Atacama	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	26.611	26.611	-	-	-	
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	503.837	351.735	152.102	-	-	
Chilquinta Energía S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	4.418.502	-	1.981.631	2.436.871	-	
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.849.331	616.435	-	1.232.896	-	
Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.976.464	-	2.976.464	-	-	
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	791.987	408.759	383.228	-	-	
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.284.723	621.286	663.437	-	-	
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	94.903	73.825	21.078	-	-	
Director Regional de Vialidad Region del Bío Bío	STC	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.216	4.216	-	-	-	
Hidroeléctrica Nuble SpA	STC	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.677.880	2.677.880	-	-	-	
Asilleros y Maestranzas de la Armada	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	63.000	63.000	-	-	-	
Empresa Nacional de Minería	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	105.389	105.389	-	-	-	
Indura S.A.	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.174	13.174	-	-	-	
San Andrés SPA	SATT	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	468.629	-	468.629	-	-	
Totales					46.774.963	27.078.141	12.727.025	4.869.797	2.100.000	

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 1x 220 KV A. Melipilla – Rapel y Nueva Línea 2x220 KV Lo Aguirre – A. Melipilla el Consorcio conformado por Saesa y Chilquinta debió presentar a la autoridad boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución S.A. abierta de giro exclusivo transmisión (Eletrans II S.A.).

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

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

Tal como se aprecia, el monto total garantizado por este concepto alcanza a M\$4.418.502 al 31.12.2016.

31 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2016 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\$9.548.641 (M\$10.065.094 en 2015).

32 Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad, imponen a la Compañía diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

- 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 2016 este indicador es de 1,01.
- 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 2016, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.414 GWh. En el año calendario 2015 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.412 GWh. Adicionalmente, en 2016 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 2016 este indicador es de 2,73.

Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie I

- 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 2016 este indicador es de 2,73.

- 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 2016 este indicador es de 7,65.

Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

- 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 2016 este indicador es de 2,73.

- 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 2016 este indicador es de 7,65.

Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

- 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 2016 este indicador es de 2,73.

- 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 2016 este indicador es de 7,65.

Al 31 de diciembre de 2016 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

- 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 2016 este indicador es de 2,69.

- 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 2016 este indicador es de 7,65.

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 2016 este indicador es de 1,01.
- 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 2016, la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.414 GWh. En el año calendario 2015 la Sociedad y sus filiales distribuyeron 2.412 GWh. Adicionalmente, en 2016 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2016, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

33 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2016											
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	14.775.163	231.434.174	46.148.959	25.275.561	25.502.983	10.994.933	10.478.785
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	24.409.717	62.495.522	5.799.419	7.031.832	18.155.182	2.935.737	2.901.243
96.531.500-4	COMPANÍA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	5.979.840	16.797.478	5.452.581	1.465.589	18.257.288	2.129.762	2.127.405
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	8.604.867	146.879	3.154.364	-	18.019.628	1.075.894	731.510
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	12.540.594	45.437.325	56.250.751	884.725	3.458.787	938.788	1.527.132
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	3.205.051	33.644.359	12.822.190	9.907	-	12.713	25.917
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	2.357.390	12.045.190	13.964.955	23.034	109.287	19.694	65.003

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	59.969.944	5.631.415	6.550.701	18.441.747	3.930.432	3.844.020
96.531.500-4	COMPANÍA 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	-	9.305	(318)	1.095

34 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 2016 y 2015:

ACTIVOS	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	14.814,89	15.264,75	9.918.124	10.840.415
ACTIVOS NO CORRIENTES	123.630,40	92.067,10	82.766.844	65.382.372
TOTAL ACTIVOS	138.445,29	107.331,85	92.684.968	76.222.787

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	4.710,37	3.761,88	3.153.451	2.671.537
PASIVOS NO CORRIENTES	145.336,05	119.758,78	97.298.126	85.047.895
PATRIMONIO	(11.601,13)	(16.188,81)	(7.766.609)	(11.496.645)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	138.445,29	107.331,85	92.684.968	76.222.787

Estado de Resultados Integrales	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Ganancia (pérdida)	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	9.342,64	935,06	6.312.167	658.644
Otros ingresos	2,48	11,17	1.639	7.476
Otros gastos, por naturaleza	(2.732,04)	(544,07)	(1.841.976)	(362.303)
Ingresos financieros	203,11	37,55	137.412	25.564
Costos financieros	(154,92)	(4.399,14)	(68.105)	(2.832.879)
Diferencias de cambio	(3.425,05)	(8.443,67)	(2.341.663)	(5.558.784)
Resultado por unidades de reajuste	16,12	96,51	(23.202)	60.901
Ganancia (Pérdida), antes de impuestos	3.252,34	(12.306,59)	2.176.272	(8.001.381)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(1.034,21)	3.058,11	(694.305)	1.989.964
Ganancia (Pérdida) procedente de operaciones continuadas	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas				
Ganancia (Pérdida)	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)

Estado del Resultado Integral	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Ganancia (Pérdida)	2.218,13	(9.248,48)	1.481.967	(6.011.417)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	3.245,98	6.382,04	2.400.115	3.295.323
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo	3.245,98	6.382,04	2.400.115	3.295.323
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(876,41)	(1.723,15)	(648.031)	(889.737)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo	(876,41)	(1.723,15)	(648.031)	(889.737)
Otro Resultado Integral	2.369,56	4.658,89	1.752.084	2.405.586
Resultado Integral Total	4.587,69	(4.589,59)	3.234.051	(3.605.831)

Al 31 de diciembre de 2016, debido al patrimonio negativo de Eletrans S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$3.883.304 y al 31 de diciembre de 2015, M\$5.748.323. El resultado del año por M\$740.984, corresponde al 50% de la ganancia de Eletrans S.A. (M\$3.005.708 en 2015 corresponde al 50% de la pérdida).

A continuación se muestra el estado de situación financiera de Eletrans II S.A. (moneda funcional dólar) al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

ACTIVOS	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	11.512,54	4.919,30	7.707.300	3.493.490
ACTIVOS NO CORRIENTES	40.178,00	28.106,46	26.897.966	19.960.084
TOTAL ACTIVOS	51.690,54	33.025,76	34.605.266	23.453.574
PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	2.579,59	580,60	1.726.958	412.319
PASIVOS NO CORRIENTES	54.015,79	39.380,20	36.161.951	27.966.243
PATRIMONIO	(4.904,84)	(6.935,04)	(3.283.643)	(4.924.988)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	51.690,54	33.025,76	34.605.266	23.453.574
Estado de Resultados Integrales	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
Ganancia (pérdida)	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Otros ingresos	0,02	-	13	-
Otros gastos, por naturaleza	(21,21)	(190,83)	(14.380)	(120.492)
Ingresos financieros	49,82	207,94	33.894	132.563
Costos financieros	(418,95)	(465,94)	(288.115)	(302.254)
Diferencias de cambio	(793,73)	(943,25)	(530.453)	(636.308)
Resultado por unidades de reajuste	108,68	85,57	73.396	54.000
Pérdida, antes de impuestos	(1.075,37)	(1.306,51)	(725.645)	(872.491)
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	290,35	350,00	195.924	233.677
Pérdida procedente de operaciones continuadas	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas				
Pérdida	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)
Estado del Resultado Integral	01/01/2016 al	01/01/2015 al	01/01/2016 al	01/01/2015 al
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	MUSD	MUSD	M\$	M\$
Pérdida	(785,02)	(956,51)	(529.721)	(638.814)
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	3.856,47	(3.427,45)	2.869.224	(2.805.922)
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo	3.856,47	(3.427,45)	2.869.224	(2.805.922)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(1.041,25)	925,41	(774.691)	757.599
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	(1.041,25)	925,41	(774.691)	757.599
Otro Resultado Integral	2815,22018	(2.502,04)	2.094.534	(2.048.323)
Resultado Integral Total	2.030,20	(3.458,55)	1.564.812	(2.687.137)

Al 31 de diciembre de 2016, debido al patrimonio negativo de Eletrans II S.A., la Sociedad registra la inversión en la cuenta otros pasivos no financieros no corrientes por un valor de M\$1.641.821 y al 31 de diciembre de 2015, M\$2.462.494. El resultado del período por M\$264.861, corresponde al 50% de la pérdida de Eletrans II S.A. (M\$319.407 en 2015).

35 Información Adicional sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos

- Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2016	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años				
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		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	Más de 5 años	al 31/12/2016	
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chile	CLP	0,35%	-	20.420.000	20.420.000	-	-	-	-	-	-	-
Totales			-	20.420.000	20.420.000	-	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	País Nombre del Acreedor Entidad Acreedora	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		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	Más de 5 años	al 31/12/2016
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,35%	0,35%	-	20.420.000	20.420.000	-	-	-	-	-	-
Totales								-	20.420.000	20.420.000	-	-	-	-	-	-

b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente							
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2016	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años					
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		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	Más de 5 años	al 31/12/2016		
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	UF	3,00%	2.391.817	2.359.119	4.750.936	4.620.171	4.489.406	-	-	-	-	-	9.109.577
Chile	UF	3,60%	470.074	470.074	940.148	940.149	940.149	940.149	940.149	31.753.821	35.514.417		
Chile	UF	3,75%	-	2.447.345	2.447.345	2.447.345	2.447.345	2.447.345	2.447.345	82.389.591	92.178.971		
Chile	UF	1,44%	-	4.043.888	4.043.888	3.998.042	-	-	-	-	3.998.042		
Chile	UF	3,20%	836.496	836.496	1.672.992	1.672.991	1.672.991	1.672.991	1.672.991	74.863.106	81.555.070		
Totales			3.698.387	10.156.922	13.855.309	13.678.698	9.549.891	5.060.485	5.060.485	189.006.518	222.356.077		

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente							
			Vencimiento		Total corriente al 31/12/2015	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años					
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		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	Más de 5 años	al 31/12/2015		
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	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		

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2016
								Hasta 90 días	hasta 1 año		Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE IN'664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.391.817	2.359.119	4.750.936	4.620.171	4.489.406	-	-	-	9.109.577
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE JN'665	Chile	UF	3,87%	3,60%	470.074	470.074	940.148	940.149	940.149	940.149	940.149	31.753.821	35.514.417
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE LN'397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.447.345	2.447.345	2.447.345	2.447.345	2.447.345	2.447.345	82.389.591	92.178.971
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE GN'301	Chile	UF	1,51%	1,44%	-	4.043.888	4.043.888	3.998.042	-	-	-	-	3.998.042
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	BONO SERIE ON'742	Chile	UF	3,26%	3,20%	836.496	836.496	1.672.992	1.672.991	1.672.991	1.672.991	1.672.991	74.863.106	81.555.070
Totales								3.698.387	10.156.922	13.855.309	13.678.698	9.549.891	5.060.485	5.060.485	189.006.518	222.356.077

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2015
								Hasta 90 días	hasta 1 año		Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	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

36 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2016 M\$	31/12/2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
	Dólar	Peso chileno	14.045	488.798
(*) Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	104.274	5.409.330
Otros Activos Financieros Corrientes	Peso chileno	Dólar	2.573	-
Otros Activos no Financieros Corrientes	Peso chileno	Dólar	29.266	-
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	3.541.619	3.276.488
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Dólar	637	2.597
(*) Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	Peso chileno	Dólar	6.403.750	1.157.805
(**) Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	6.851.037	303.341
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso Chileno	29.033.103	35.317.197
(*) Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	14.818.453	7.015.590
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			60.798.757	52.971.146
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	6.344.331	7.827.904
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Dólar	1.407	-
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	Peso chileno	Dólar	3.201	-
(*) Activo por Impuestos Diferido	Peso Chileno	Dólar	125.007	54.206
Otros Activos no Financieros, No Corrientes	Peso Chileno	Dólar	80.584	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			6.554.530	7.882.110
TOTAL ACTIVOS			67.353.287	60.853.256
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.561.859	9.341.412
(*) Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	5.038.061	3.342.147
(*) Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	567.045	3.057.209
(**) Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	423.749	270.766
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	UF	Dólar	-	230
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	UF	Peso chileno	-	9.279.807
(*) Pasivos por Impuestos Corrientes, Corrientes	Peso chileno	Dólar	80.355	5.207
Provisiones Corrientes por beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	254.278	41.036
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			15.925.347	25.337.814
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros no Corrientes	U.F.	Peso chileno	154.582.896	158.209.163
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	Dólar	Peso chileno	5.525.127	8.210.819
Pasivos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	867	-
Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	40.608	9.430
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			160.149.498	166.429.412
TOTAL PASIVOS			176.074.845	191.767.226

(*) Cuentas denominadas en pesos que corresponden a las filiales SGA, STC, STN y SATT, que tienen moneda funcional dólar.

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

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

37 Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2017 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 31 de diciembre de 2016

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	dic-16 MM\$	dic-15 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	128.905	137.166	(8.261)	(6%)
Activos no corrientes	696.059	650.795	45.264	7%
Total activos	824.964	787.961	37.003	5%
Pasivos corrientes	205.765	171.806	33.959	20%
Pasivos no corrientes	199.910	201.145	(1.235)	(1%)
Patrimonio	419.289	415.010	4.279	1%
Total pasivos y patrimonio	824.964	787.961	37.003	5%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$37.003 respecto de diciembre de 2015, explicado por una disminución en los Activos corrientes de MM\$8.261 y un aumento en los Activos no corrientes de MM\$45.264.

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

- a) Disminución del Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$9.220) principalmente por inversiones en activo fijos, pago de dividendos e intereses; compensado parcialmente con préstamos financieros y de relacionadas, ingresos operacionales neto, préstamos de empresas relacionadas e ingresos procedentes de subsidios del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR).
- b) Disminución en las Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM\$5.527), por reliquidaciones y cobros de diferencias de precios de compra de energía entre empresas del sistema interconectado (de años anteriores) y recepción de pagos por aplicación de decretos tarifarios emitidos en 2015, que instruyeron cobros retroactivos en la tarifa del cliente final en forma diferida.

Lo anterior compensado parcialmente con un aumento en Activos por impuestos corrientes (MM\$7.080), principalmente por mayor IVA crédito fiscal por recuperar en filiales 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), producto de inversiones en líneas de transmisión.

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes, se explica principalmente por aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$51.020) debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, disminuido en parte por la depreciación del periodo.

Lo anterior compensado parcialmente con:

- a) Disminución en Otros activos financieros (MM\$2.381), relacionado principalmente con la recuperación del remanente crédito fiscal en la filial STS (que corresponde a impuesto específico adquirido por la filial STS en fusión con antigua Sagesa, empresa generadora).
- b) Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (MM\$1.956), por traspaso de créditos de Alumbrado público al corto plazo.
- c) Disminución en Activos por impuestos diferidos (MM\$2.401), debido a diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

2) Pasivos

Los Pasivos aumentan en MM\$32.724 respecto de diciembre de 2015, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$33.959 y una disminución en los Pasivos no corrientes de MM\$1.235.

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

- a) Aumento de Otros pasivos Financieros (MM\$18.270), por préstamo bancario a corto plazo obtenido en el mes de diciembre por la Sociedad Saesa; compensado principalmente por valorización de derivado de moneda tomado por las filiales STN y STC (cuya moneda funcional es dólar). Este derivado se tomó con el fin de cubrir una parte importante del contrato de construcción de sus activos, que está indexado a UF.
- a) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$6.907), por facturas de proveedores que no terminaron el ciclo de compra.
- b) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$10.683), por mayores préstamos en cuenta corriente recibidos de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A y matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A; compensado parcialmente con pago de servicios a relacionada Alumini Ingeniería Ltda (accionista minoritario de la filial STN) y a Inversiones Grupo Saesa Ltda.

La disminución de los Pasivos no corrientes, se explica por

- a) Disminución en Otros pasivos financieros (MM\$3.626), por traspaso al corriente de cuota de capital de los bonos Serie G e I en filial Saesa.
- b) Disminución en Otros pasivos no financieros (MM\$4.564), relacionado con el menor patrimonio negativo de Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).

Lo anterior compensado parcialmente por un aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$6.262), debido principalmente a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$4.280 respecto de diciembre de 2015, principalmente por el resultado del periodo (MM\$23.863) y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans S.A., Eletrans II S.A., y filiales STN y STC (MM\$2.978); compensado parcialmente por ajuste de conversión de las filiales SGA, STN, STC, Sagesa S.A. y relacionadas Eletrans S.A., y Eletrans II S.A. (MM\$1.025), pago de dividendo 2016 neto de provisión (MM\$14.959) y provisión de dividendo mínimo (MM\$7.050).

Principales Indicadores:

		Unidad	dic-16	dic-15	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,6	0,8	(21,5%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,6	0,7	(21,8%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,0	0,9	7,7%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	8,3	7,2	14,8%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	50,7%	46,1%	10,1%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	49,3%	53,9%	(8,6%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	74.371	75.886	(2,0%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	6,2	6,7	(7,4%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	59	54	7,7%
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	73,9	80,8	(8,5%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM\$	62.675	57.206	9,6%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	5,72%	5,28%	8,3%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	2,96%	2,80%	5,6%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	10,12%	10,63%	(4,7%)
	Utilidad por acción (14)	\$	0,0026	0,0024	10,0%

Fórmulas:

(1) Liquidez Corriente:

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

(2) Razón Ácida:

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

(3) Deuda / Patrimonio:

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

(4) Cobertura Gastos Financieros:

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

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

(5) Deuda CP / Deuda Total:

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

(6) Deuda LP / Deuda Total:

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

(7) Rotación de Inventarios:

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

**Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(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):

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

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(13) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado) en donde PPE es Propiedades, Planta y Equipos (neto):

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

(14) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	dic-16 MM\$	dic-15 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	341.660	328.154	13.506	4%
Materias primas y consumibles utilizados	(225.935)	(218.083)	(7.852)	4%
Margen de contribución	115.725	110.071	5.654	5%
Gasto por beneficio a los empleados	(17.072)	(16.063)	(1.009)	6%
Otros gastos por naturaleza	(35.978)	(36.802)	824	(2%)
Resultado bruto de explotación	62.675	57.206	5.469	10%
Gasto por depreciación y amortización	(18.706)	(16.528)	(2.178)	13%
Resultado de explotación	43.969	40.678	3.291	8%
Resultado financiero	(12.125)	(9.006)	(3.119)	35%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	476	(3.325)	3.801	(114%)
Otras ganancias (pérdidas)	(247)	199	(446)	(224%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	32.073	28.546	3.527	12%
Gasto por impuestos a las ganancias	(8.210)	(6.866)	(1.344)	20%
Ganancia (pérdida)	23.863	21.680	2.183	10%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	23.501	21.370	2.131	10%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	362	310	52	17%

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto al año anterior, en MM\$3.291, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM\$5.654 debido principalmente a:

- Mayor margen de Distribución (MM\$3.322) por reliquidación de años anteriores y otros ingresos (MM\$2.071) e incremento en venta de energía de clientes residenciales, lo que mejora la estructura de venta aumentando el margen y reajuste de tarifas por indexadores macroeconómicos del período.
- Mayor margen en Transmisión Dedicada (MM\$3.640), principalmente por nuevos ingresos provenientes de proyecto Sitramel, que entró en servicio en el mes de septiembre del 2016.

Lo anterior, compensado parcialmente con:

- Menor margen en Transmisión Nacional y Zonal (MM\$1.647), debido a que en el año anterior, se recibieron ingresos adicionales por reliquidaciones de años pasados (MM\$1.113), incrementando el margen en ese periodo. Adicionalmente, en este año la autoridad eliminó el pago anual por inyección directa en el sistema de subtransmisión que realizaban las generadoras, impactando al margen en (MM\$400) en este periodo.
 - Menor margen en Generación Edelaysen (MM\$1.417), debido al periodo de sequía en la zona de Coyhaique, lo que implicó aumentar la generación térmica y por lo tanto un mayor consumo de diésel para la misma energía generada. Si bien, el menor precio del diésel compensó parcialmente esta situación, esto tuvo un efecto en la indexación de las tarifas disminuyendo el precio de venta de energía y por tanto los márgenes
 - Menores Otros Gastos por naturaleza por MM\$824 debido a menores gastos de mantención del Sistema por menores compensaciones pagadas a clientes y devolución de cobertura de seguro en noviembre 2016 producto de siniestro en equipos generadores ocurridos en el año 2015.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$1.009), por incremento de dotación e indexación de IPC.
- c) Mayores gastos en depreciación y amortización (MM\$2.178) por cierre de obras de subtransmisión, principalmente de proyecto Sitramel.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$3.119 (mayor pérdida) con respecto al año anterior, por:

- Menores ingresos financieros (MM\$2.264) producto de menor disponibilidad de efectivo.
- Disminución de los Resultados (mayor pérdida) por diferencia de cambio (MM\$3.332), originado por crédito en cuenta corriente en dólares que la Sociedad y su filial Saesa entregaron a sus filiales STN, STC y SATT (que tienen moneda funcional dólar) y actualización de las cuentas monetarias en pesos de las empresas con moneda funcional dólar, que en términos consolidados tienen una posición de balance principalmente activa en pesos, la que genera utilidad cuando se aprecia esta moneda.

Lo anterior, compensado parcialmente con una menor pérdida por unidades de reajuste de MM\$2.118, originado por una menor variación del valor de la UF en el periodo enero-diciembre 2016 (2,8%) versus periodo enero- diciembre 2015 (4,0%) que afecta a las deudas indexadas a este tipo de moneda.

- 3) Mayor ingresos (variación positiva) en participación en las ganancias de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación por (MM\$3.801), correspondiente a las empresas Eletrans S.A. y Eletrans II S.A. que se encuentran en etapa de construcción de parte importante de sus activos. El valor positivo se relaciona principalmente con los ingresos por la entrada en operación de la primera etapa “Diego de Almagro-Cardones”, correspondiente a Eletrans S.A. (50% de su activo total).
- 4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$23.863 lo que implicó un aumento de MM\$2.183 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-16	dic-15	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
de la Operación	80.255	70.038	10.217	15%
de la Inversión	(89.008)	(80.926)	(8.082)	10%
de Financiación	(454)	(27.868)	27.414	(98%)
Flujo neto del período	(9.207)	(38.756)	29.549	(76%)
Variación en la tasa de cambio	(13)	193	(206)	(107%)
Incremento (disminución)	(9.220)	(38.563)	29.343	(76%)
Saldo Inicial	21.989	60.552	(38.563)	(64%)
Saldo Final	12.769	21.989	(9.220)	(42%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$12.769, menor en un 42% respecto al año anterior.

La variación positiva 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 recuperación de reliquidación de años anteriores de precio de nudo cobrado de forma diferida a los clientes finales y recuperación de diferencias positivas de precio de nudo promedio que se realizan entre empresas del sistema interconectado, también correspondientes a años anteriores, sumado a los mejores ingresos operacionales; compensados parcialmente con mayores costos operacionales.
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente por mayores compras de Propiedades, planta y equipos.
- 3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en Actividades de financiación, principalmente por mayores préstamos recibidos (de entidades financieras y relacionadas) y menor pago de dividendos; compensados parcialmente con menores ingresos provenientes del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR) que en el año anterior contempló los fondos de electrificación de las primeras 11 islas en Chiloé.

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 Edelayson desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución (integrada verticalmente por su calidad de sistema no conectado al CDEC-SIC), abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aisén.

A través de su filial STS, desarrolla el negocio de Transmisión Zonal, Nacional y dedicada, que corresponde principalmente al transporte de energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, 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.

También, pero en menor medida desarrolla el negocio de generación con su filial SGA, la que comercializa energía en el CDEC-SIC generada por la relacionada Sagesa S.A.

En los últimos dos años, la Sociedad también ha participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN y STC (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional). El proyecto llevado a cabo por STN entró en operación durante el mes de junio recién pasado y los proyectos de STC y SATT están en fase de construcción.

V. Principales Riesgos.

Los principales riesgos a los que la Sociedad y sus filiales se ven expuestas están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgos Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria y de licitación pública liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), tanto para los segmentos de distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos.

Las instalaciones de Transmisión Nacional son sometidas a licitaciones públicas en donde se fijan las tarifas y condiciones de servicio para los próximos 20 años.

En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de 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. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación una descripción de cada uno de ellos:

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.

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) Fijación de tarifas de generación y comercialización en el mercado.

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 la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Dirección de Peajes del Coordinador Eléctrico Nacional y se denomina costo marginal horario que se obtiene 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. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta 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 el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Actualmente la relacionada Sagesa S.A. 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 comercializada por SGA, proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

En el caso de SGA podría existir una exposición al riesgo financiero producto a un eventual desacople entre la compra asociada al contrato de compra con un proveedor y la venta al mercado mayorista (precio spot). Así, SGA mantiene actualmente un contrato de compra indexado en una proporción al precio de nudo, lo que genera un desacople en los ingresos valorizado a costo marginal. 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. Estas medidas han sido activar contratos de venta a precios precio fijos en vez de vender al mercado spot, anulando así el riesgo de cantidad y precio entre el punto de inyección y retiro.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando en cada caso los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio.

Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. 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 Sistemas Medianos de la Sociedad de un 6,0% aproximadamente, equivalente a M\$421.295 al año (se utilizó como base el 2015 comparando tarifa nueva con anterior).

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, índice de precios al productor (IPP), el tipo de cambio y el precio del cobre.

Actualmente se encuentra pendiente de emitir el decreto que regirá para el periodo noviembre 2016 - noviembre 2020. Se espera que el decreto se publique durante el primer semestre de 2017. La Sociedad estima que no habrá efectos negativos en sus ingresos por los efectos de esta fijación.

Respecto de la fijación de tarifa de SSAA (servicios asociados), 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, hoy vigente. Actualmente se encuentra en proceso el cálculo de tarifas para los siguientes 4 años. Se espera que el decreto correspondiente se emita a fines del tercer trimestre de 2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Distribución 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, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

d) Fijación de tarifas de Transmisión Zonal

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

El 9 de abril de 2013 se publicó el Decreto Supremo N° 14 que fijó las tarifas para los años 2011 a 2014 (aplicándose de manera retroactiva, desde el 1° de enero del 2011 los valores fijados). 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. La nueva Ley de transmisión extendió nuevamente su vigencia para los años 2016 y 2017.

La nueva Ley de Transmisión establece que las tarifas para los años 2018 y 2019 serán definidas basándose en el proceso de tarificación iniciado el año 2014. Este proceso contempla un informe técnico por parte de la CNE con el cuál las empresas pueden acudir al Panel de Expertos en caso de tener discrepancias, de no ser atendidas las observaciones presentadas a la Comisión.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Transmisión Zonal 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, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

e) Fijación de tarifas de Transmisión Nacional

En el marco del último proceso tarifario de Transmisión Nacional, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, la CNE 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, en el que determinó que las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasarán a ser de Transmisión Nacional.

La Sociedad ha calculado que cambio tuvo un impacto de menores ingresos por M\$130 millones en base anual.

2) Contratos de suministro clientes regulados

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios.

Producto de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, los procesos de licitaciones de suministro son gestionados por la CNE, la que a través de proyecciones de demanda de clientes regulados de las Distribuidoras, ajustados por ella misma emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Esto ha mejorado y acelerado los procesos de licitación y adjudicación en favor de lo requerido por la Ley a las Empresas Distribuidoras.

Actualmente el suministro está respaldado principalmente por contratos de suministro con Endesa, Colbún, Empresa Eléctrica Panguipulli, Chungungo S.A., ERNC Spa, El Morado S.A. SPVP4 S.A., Caren S.A. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

Es importante mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados (según dispuso oportunamente la SEC en su Resolución Exenta N° 2288 de 2011). Así, el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debía ser abastecido por los demás integrantes del Sistema a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada.

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

3) 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 modificaciones introducidas en su momento por las Leyes Cortas mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- Las acciones del regulador, tendientes por un lado a reconocer en los precios de nudo la inseguridad del abastecimiento 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.
- La nueva Ley de transmisión, incorporará una planificación energética y expansión de la transmisión de largo plazo, considerando una visión estratégica de suministro eléctrico, intereses de la sociedad, cuidado del medio ambiente, uso del territorio, mejoras en calidad de servicio, participación del Estado como garante del bien común, con la finalidad de favorecer el desarrollo de un mercado de generación más competitivo.

Aun así, la Sociedad y sus filiales realizan 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.