Reporte Anual 2017

Índice

Carta del Presidente del Directorio 3
Visión Corporativa 6
Identificación de la Sociedad 7
Antecedentes Relevantes 9
Estructura de la Propiedad 10
Propiedad y Control 11
Gobierno Corporativo 12
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible 14
Directorio 17
Administración 18
Estructura Organizativa 19
Marcha de la Empresa 20
Reseña Histórica 29
Descripción del Sector Eléctrico 32
Actividades de la Sociedad 39
Factores de Riesgo 46
Gestión Financiera 50
Hechos Relevantes 54
Declaración de Responsabilidad 55
Estados Financieros 56

Carta del Presidente del Directorio

"En distribución llevamos energía a 842 mil clientes en 112 comunas del sur del país, a través de 60.000 kilómetros de redes, y en transmisión operamos en las regiones de Atacama, Antofagasta, Los Ríos y Los Lagos."

Durante 2017 en Grupo Saesa crecimos robusteciendo tanto nuestros resultados operacionales como el desarrollo de nuestras personas, reafirmando nuestra responsabilidad con la sustentabilidad y aportando a la solidez del servicio para mantener un suministro eléctrico continuo.

Estamos comprometidos con el desarrollo de la industria eléctrica en el país, lo que se evidencia en los diversos proyectos que desarrollamos.

En 2017 conectamos al Sistema Eléctrico Nacional el Observatorio Europeo Austral de la ESO, ubicado a 130 kilómetros al sur de Antofagasta. El proyecto consideró una inversión de US$18 millones, construimos un sistema de transmisión de 66 kV de 50 kilómetros de extensión y 2 nuevas subestaciones. Con ello, el observatorio ESO no solo contará con electricidad permanente para su actual observatorio Paranal y próximamente para el observatorio Armazones, sino que tendrá energía limpia que disminuirá su huella de carbono.

Además, durante este año entró en operación la Subestación Pichirropulli junto con la línea de transmisión de doble circuito Ciruelos-Pichirropulli (220 kV) que se extiende por 71 kilómetros en la región de Los Ríos. Estas obras, que contribuyen a robustecer el sistema eléctrico y satisfacer el aumento de demanda del sur del país, fueron desarrolladas por la empresa Eletrans, sociedad con Chilquinta, y que requirió de US$86 millones de inversión conjunta.

Reafirmado nuestro compromiso con el medio ambiente y conscientes de la importancia de la implementación de la energía del futuro para ciudades más inteligentes, en 2017: incorporamos 10 automóviles eléctricos a nuestra flota, que son los primeros en circular en el sur del país; construimos el primer proyecto de electrificación rural fotovoltaica del país en Isla Huapi, en la cuenca del Lago Ranco, en asociación con Wireless; iniciamos el proceso de recambio a medidores inteligentes, lo que se traducirá en una mejor calidad de servicio, más rápida y eficiente, robusteciendo el sistema; y estamos explorando la climatización eléctrica como nuevas áreas de trabajo.

Desde el punto de vista financiero, nuestro Ebitda alcanzó los $99.229 millones, lo que representa un crecimiento del 7,74% respecto al año anterior, lo que refleja el aumento de eficiencia de la compañía. A esto se suman los nuevos ingresos que provienen de la entrada en servicio de nuevos proyectos desarrollados por la empresa, inversiones que el año 2017 alcanzaron los $106.671 millones, lo que también refleja el esfuerzo y compromiso de los accionistas en respaldar el desarrollo sustentable en nuestro sector.

Compromiso permanente

En Grupo Saesa, ponemos a los clientes al centro de nuestras decisiones. Es por ello, que en un contexto de exigencias crecientes, adquiere mayor importancia la solidez del servicio que entregamos a los más de 842.000 clientes en 8 regiones de operación, en el norte y sur del país.

Hace 5 años, iniciamos un trabajo permanente e intenso en cuanto a labores de roce y poda, destinando casi tres veces más recursos a estas tareas que los montos establecidos en las tarifas. Realizamos cerca de 19.000 kilómetros de roce, aumentamos el número de brigadas e incorporamos el uso de nuevas herramientas tecnológicas, como drones, y maquinaria, para aumentar la productividad de las brigadas.

Adicionalmente, en 2017 nos concentramos en optimizar la experiencia de nuestros usuarios. Para ello, destinamos recursos para mejorar los tiempos de respuesta a requerimientos, para capacitación en servicio y para el mejoramiento de protocolos. La atención entregada en nuestra extensa red de oficinas, el contacto a través de redes sociales y una amigable aplicación móvil, dieron soporte a este objetivo.

Para el Grupo Saesa el eslabón principal de desarrollo son las personas, por lo mismo, realizamos importantes esfuerzos para fortalecer la seguridad, formación y bienestar de nuestros más de 5.000 colaboradores y contratistas.

Para ejecutar nuestros nuevos proyectos y enfrentar los grandes desafíos de la industria, necesitamos crecer: solo durante el 2017 pasamos de 950 a 1.100 colaboradores y 3.000 a 4.000 contratistas. Es tal la necesidad de mano de obra especializada, que creamos la Escuela de Linieros, donde formamos a nuevos ayudantes de linieros, cuyos primeros 70 egresados ya están contribuyendo a un mejor servicio.

En el ámbito de seguridad, cumplimos cuatro años sin accidentes fatales, lo que nos mantiene como referentes en la industria a nivel nacional. Sin embargo, seguimos trabajando para reducir la tasa de accidentabilidad. Para ello, estamos dedicados a implementar nuevas acciones que promuevan el autocuidado. Sin duda las metas que nos imponemos son exigentes, pero se debe a que trabajamos con la primicia de que cuidar a nuestras personas es vital para alcanzar los objetivos comunes.

En Grupo Saesa seguimos creciendo sin descuidar nuestra cultura, valores y buen clima laboral. Reflejo del compromiso con nuestros trabajadores es que en 2017 pasamos del lugar 23° al 13° en el ranking Great Place to Work, fuimos finalistas en el premio Carlos Vial Espantoso -que premia las buenas prácticas laborales-, y la Fundación Generación Empresarial nos reconoció por promover sistemáticamente la ética y las mejores prácticas corporativas.

Exigencias y desafíos

En 2017 los efectos de situaciones climáticas extremas impactaron fuertemente a Chile y, como consecuencia, al principal compromiso de la industria energética: mantener un suministro eléctrico continuo.

En el verano las temperaturas más altas de los últimos 50 años provocaron innumerables incendios forestales, que superaron cualquier estadística previa: más de 500 mil hectáreas, con miles de familias afectadas y hogares destruidos. En el invierno, en tanto, fueron los fuertes temporales e inéditas nevazones los que impactaron al centro y sur del país, dejando a cientos de familias aisladas y a miles sin luz.

En ambas situaciones extremas, nuestro compromiso fue reestablecer la normalidad del suministro eléctrico con la mayor prontitud posible, poniendo a disposición todos los recursos necesarios. Los trabajos para la reconstrucción de las redes y la reposición del servicio fueron extenuantes, pero contamos con un equipo humano comprometido, que logró su objetivo.

Asimismo, estamos viviendo una época de cambios a nivel de regulación, lo que nos invita a pensar en nuestros procesos internos y nuestro aporte a la sociedad.

El anuncio de una nueva Norma Técnica, que redefine los estándares exigidos a las distribuidoras, es parte de nuestro compromiso de reforzar el servicio y la calidad, apuntando a alcanzar un estándar de clase mundial para los usuarios. La implementación de esta nueva reglamentación implicará una importante inversión, el crecimiento de nuestra dotación y la incorporación de nuevas tecnologías.

Nuestro compromiso es a largo plazo. Con la entrada en vigencia de la nueva Ley de Transmisión, la autoridad adjudicó a la compañía un total de 19 proyectos, que representan una inversión de US$228 millones. Adicionalmente, estamos construyendo otros 10 proyectos en el norte y centro del país por otros US$271 millones.

En los últimos años logramos un crecimiento sostenible en proyectos, clientes y patrimonios, que solo ha sido posible gracias a nuestra cultura y valores organizacionales con pilares como el diálogo, cuidado al medio ambiente y ser un aporte al crecimiento y bienestar de las comunidades que atendemos.

Queremos agradecer a todos, colaboradores y directores, por su trabajo. Les pedimos redoblar este compromiso, para que así sigamos contribuyendo al robustecimiento de la transmisión en Chile.

Iván Díaz-Molina

Presidente

Visión Corporativa

VISIÓN

La visión del Grupo Saesa es entregar energía confiable, contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Su trabajo se fundamenta en el compromiso con sus clientes, el cuidado del medio ambiente y el desarrollo y seguridad de sus trabajadores. Tiene una visión de largo plazo y busca asegurar la creación de valor para sus accionistas.

MISIÓN

Su misión para el próximo quinquenio es consolidar su operación y redefinir sus capacidades comerciales, con una mentalidad verdaderamente centrada en el cliente.

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

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2020

Durante los próximos años, el Grupo Saesa aumentará significativamente su valor económico y ampliará su portafolio de negocios. Para ello, deberá desarrollar una cultura de innovación y anticiparse a los cambios del futuro en esta industria.

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar sus objetivos, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e imprimir en su quehacer diario estos siete valores fundamentales:

- Integridad: Hacemos lo correcto.
- Transparencia: Vamos con verdad y honestidad.
- Seguridad: Un intransable.
- Excelencia: Hacemos las cosas de manera impecable.
- Foco en el cliente: El centro de nuestra gestión.
- Eficiencia: Clave en nuestra industria.
- 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
+56 22 414 7010

Fax
+56 22 414 7009

Correo Electrónico
infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web
www.gruposaesa.cl

Atención Inversionistas Fonos
+56 64 238 5400

Tipo de Entidad
Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores
Nº1.072

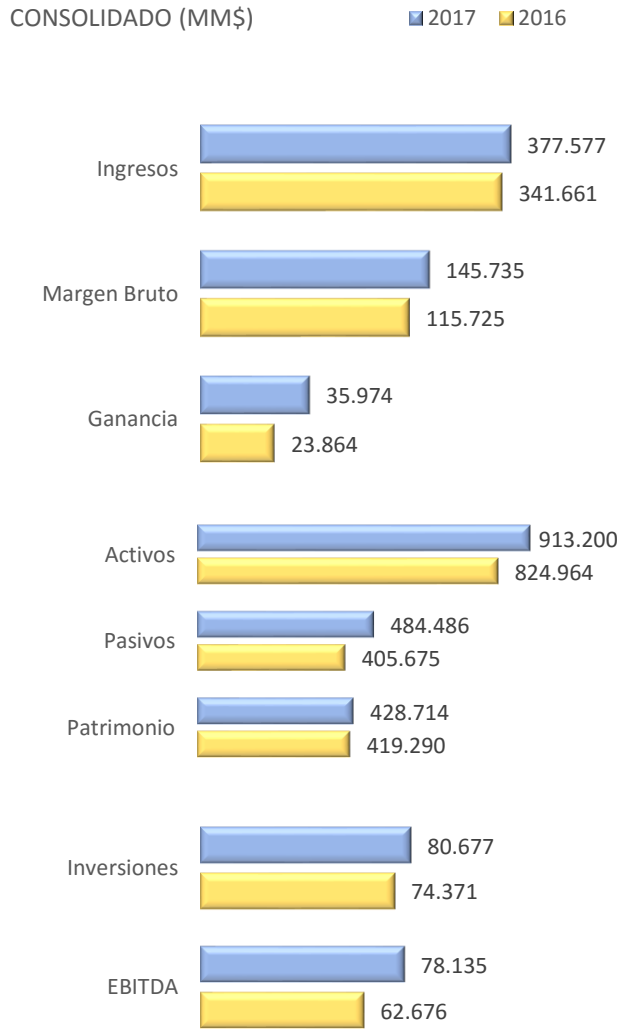
Fecha Inscripción Registro de Valores
19/05/2011

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

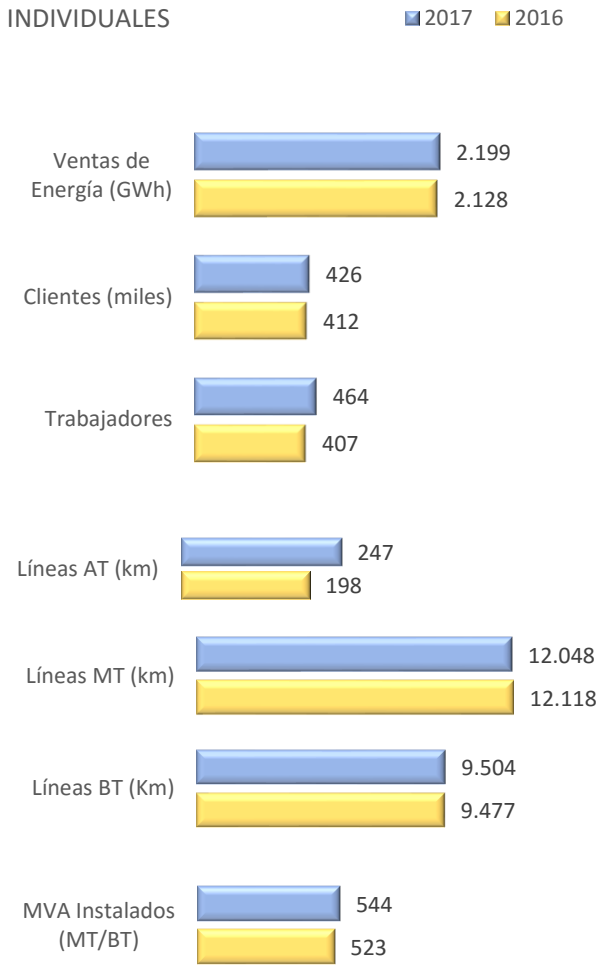
Constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.007 Nº31.134 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

Antecedentes Relevantes

ANTECEDENTES FINANCIEROS



ANTECEDENTES OPERACIONALES

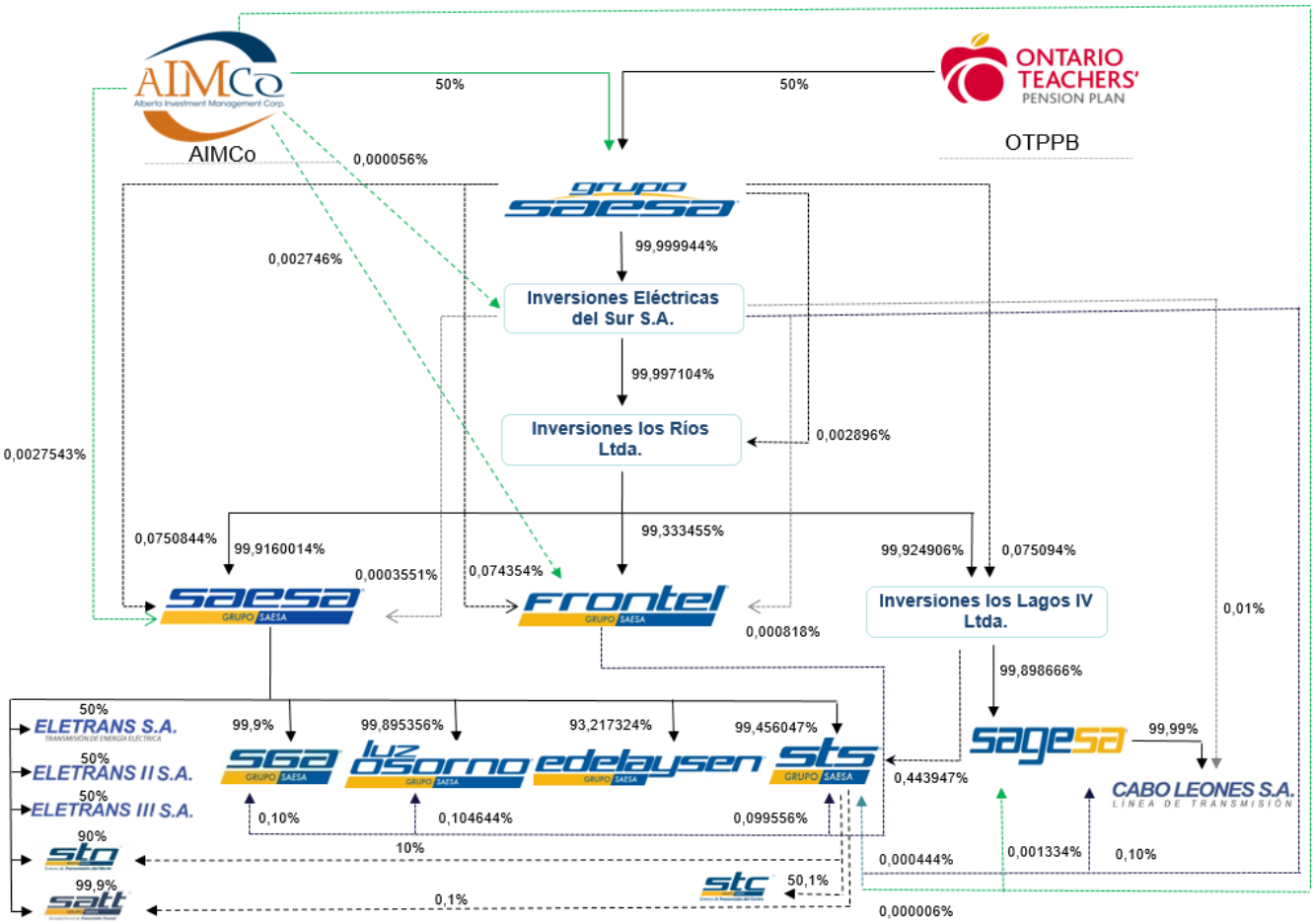


CLASIFICACIÓN DE RIESGO

	Clasificación	Clasificadora
Saesa	AA+	ICR / FELLER RATE

Estructura de la Propiedad

Al 31 de diciembre de 2017 la estructura de la propiedad es la siguiente:



Propiedad y Control

Al 31 de diciembre de 2017, el número de accionistas de Saesa alcanzaba los 151, siendo los 12 mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Inversiones Los Ríos Limitada	371.661.603	8.997.443.992.100	8.997.815.653.703	99,916001%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,075084%
Cóndor Holding SpA	248.037.779		248.037.779	0,002754%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,001373%
Inmobiliaria Santa Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,000654%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,000472%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,000435%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	1.066	31.978.511	31.979.577	0,000355%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,000295%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,000264%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,000229%
V. de Garrido, Elena Trecha	577	17.321.694	17.322.271	0,000192%
Otros Accionistas	5.673	170.298.267	170.303.940	0,001891%
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 ésta 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 momento 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 momento, 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.

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y POLÍTICA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes al Grupo Saesa han internalizado valores y compromisos que buscan fomentar una cultura empresarial que, además de dar cabal cumplimiento a los mandatos legales y reglamentarios que le son aplicables, implique que tanto las compañías como nuestros trabajadores y colaboradores se comporten de manera ética, transparente e íntegra en todos los ámbitos de su actuar.

Esta mentalidad se ha materializado en una serie de instrumentos, políticas internas y capacitaciones, entre las cuales destaca la adopción e implementación de un Modelo de Prevención de Delitos y una Política de Compliance:

Modelo de Prevención de Delitos

El año 2011, el Grupo Saesa adoptó e implementó para todas sus empresas un Modelo de Prevención de Delitos, de conformidad a las directrices de la Ley N°20.393, sobre responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Este modelo tiene por finalidad prevenir la comisión de ciertos delitos, a saber: lavado de activos, financiamiento del terrorismo, cohecho a funcionario público nacional y extranjero y receptación.

Para estos efectos, el Directorio de la Sociedad designó un Encargado de Prevención de Delitos, quien es autónomo respecto de la administración y cuenta con los recursos y medios materiales suficientes para su desempeño y reporta, al menos semestralmente, al Directorio respecto del mismo.

El Modelo de Prevención de Delitos del Grupo Saesa ha sido certificado por la Clasificadora Feller – Rate desde el año 2014, renovándose dicha certificación anualmente.

Compliance

Durante el año 2017, el Grupo Saesa comenzó la implementación de un programa de compliance, cuya finalidad es velar por el cumplimiento legal y las buenas prácticas al interior de la organización.

La puesta en marcha contempló la designación de dos ejecutivos altamente competentes en los cargos de Compliance Officer y Encargado de Cumplimiento, y en esta primera etapa se ha enfocado en conocer, controlar y mantener actualizados los requerimientos de cumplimientos legales, normativos y regulatorios, estructurando procesos, evaluación de riesgos y políticas de cumplimiento.

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	-	-	-
Entre 30 y 40	-	-	-
Entre 41 y 50	4	1	5
Entre 51 y 60	1	-	1
Entre 61 y 70	1	-	1
Mayor a 70	1	-	1
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3	1	1	2
Entre 3 y 6	5	-	5
Entre 6 y 9	1	-	1
Entre 9 y 12	-	-	-
Mayor a 12	-	-	-
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	4	-	4
EXTRANJERA	3	1	4

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	-	-	-
Entre 30 y 40	5	-	5
Entre 41 y 50	17	4	21
Entre 51 y 60	3	-	3
Entre 61 y 70	4	-	4
Mayor a 70	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3	2	-	2
Entre 3 y 6	7	-	7
Entre 6 y 9	1	-	1
Entre 9 y 12	3	-	3
Mayor a 12	16	4	20
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	27	4	31
EXTRANJERA	2	-	2

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	68	15	83
Entre 30 y 40	140	44	184
Entre 41 y 50	90	20	110
Entre 51 y 60	36	7	43
Entre 61 y 70	9	2	11
Mayor a 70	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	**HOMBRES**	**MUJERES**	**TOTAL**
Menor a 3	116	30	146
Entre 3 y 6	52	19	71
Entre 6 y 9	30	10	40
Entre 9 y 12	18	11	29
Mayor a 12	127	18	145
NACIONALIDAD	**HOMBRES**	**MUJERES**	**TOTAL**
CHILENA	340	87	427
EXTRANJERA	3	1	4

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**
Menor a 30	-	-	-	-	68	15	68	15	6,3%	1,4%
Entre 30 y 40	-	-	5	-	140	44	145	44	13,5%	4,1%
Entre 41 y 50	4	1	17	4	90	20	111	25	10,3%	2,3%
Entre 51 y 60	1	-	3	-	36	7	40	7	3,7%	N.A
Entre 61 y 70	1	-	4	-	9	2	14	2	1,3%	N.A
Mayor a 70	1	-	-	-	-	-	1	-	0,1%	N.A
ANTIGUEDAD (AÑOS)	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**
Menor a 3	1	1	2	-	116	30	119	31	11,0%	2,9%
Entre 3 y 6	5	-	7	-	52	19	64	19	5,9%	1,8%
Entre 6 y 9	1	-	1	-	30	10	32	10	3,0%	0,9%
Entre 9 y 12	-	-	3	-	18	11	21	11	1,9%	1,0%
Mayor a 12	-	-	16	4	127	18	143	22	13,3%	N.A
NACIONALIDAD	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**	**HOMBRES**	**MUJERES**
CHILENA	4	-	27	4	340	87	371	91	34,4%	8,4%
EXTRANJERA	3	1	2	-	3	1	8	2	0,7%	0,2%
							80,3%	**19,7%**		
							472 (*)			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	128%	100%	28%
Enc. Unidad	87%	100%	-13%
Jefes de Área	103%	100%	3%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	83%	100%	-17%
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	90%	100%	-10%

Directorio

En el año 2017 el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A y sus empresas Filiales se compone de 8 integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

Durante los últimos tres años el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

PRESIDENTE

Iván Díaz - Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9
Fecha de designación:
15-05-2017

VICEPRESIDENTE

Jorge Lesser García-Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3
Fecha de designación:
15-05-2017

Director
Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6
Fecha de designación:
26-04-2016

Director
Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K
Fecha de designación:
26-04-2016

Director
Ben Hawkins
Maestría en
Administración de
Empresas
Extranjero
Fecha de designación:
26-04-2016

Director
Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjera
Fecha de designación:
26-04-2016

Director
Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero
Fecha de designación:
26-04-2016

Director
Dale Burgess
Contador Auditor
Extranjero
Fecha dedesignación:
26-04-2016

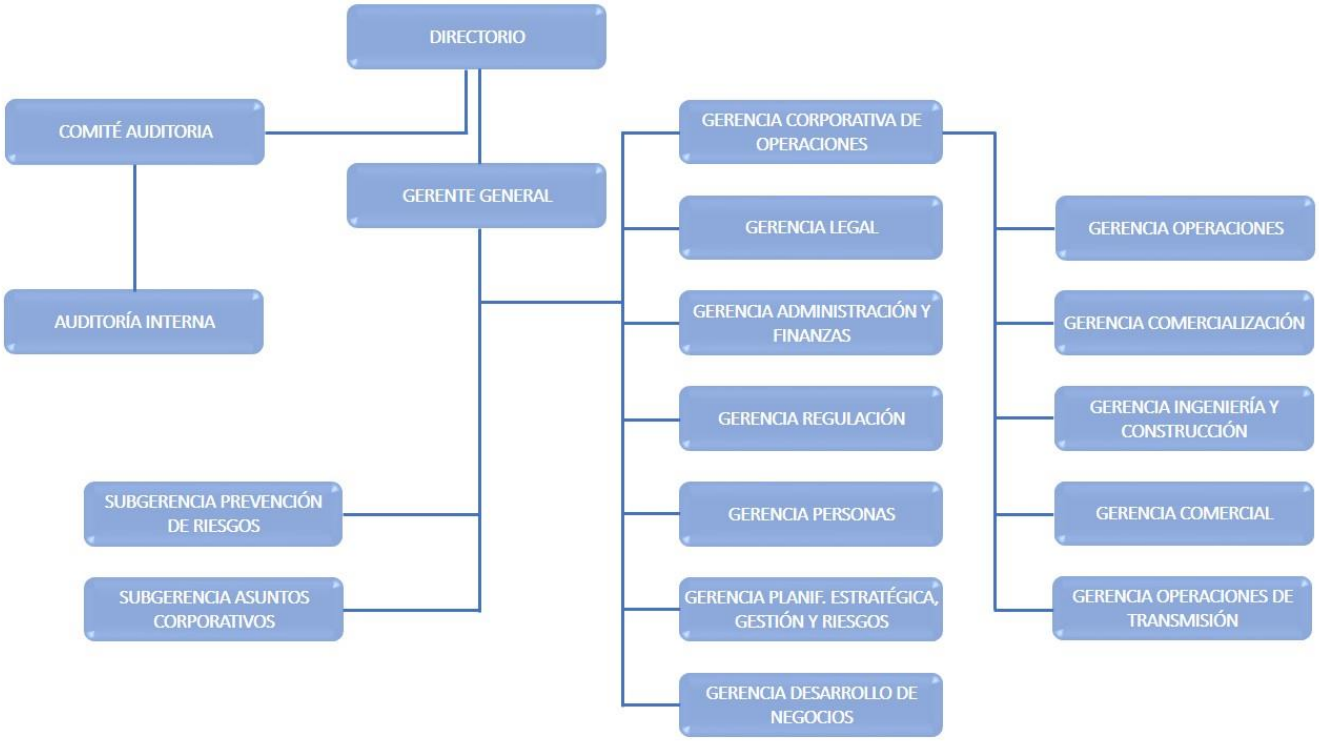
Administración

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / Rut 6.379.874-6 Fecha nombramiento 1 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 de Administración y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / Rut 9.987.057-5 Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / Rut 8.955.392-K Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / Rut 7.256.279-8 Fecha nombramiento 24 de septiembre de 2012
Gerente de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 10.151.086-7 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Ingeniería y Construcción	Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico / Rut 13.199.851-1 Fecha nombramiento 1 de octubre de 2017
Gerente de Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / Rut 10.784.472-4 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / Rut 13.117.638-4 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial / Rut 7.667.414-0 Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de 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 nombramiento 01 de noviembre de 2015
Gerente de Operaciones	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / Rut 14.556.330-5 Fecha nombramiento 23 de marzo de 2015
Subgerente de Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos / Rut 12.540.271-2 Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / Rut 7.759.917-7 Fecha nombramiento 1 de enero de 2009
Subgerente de Asuntos Corporativos	Lorena Mora Sanhueza / Periodista / Rut 8.750.218-K Fecha nombramiento 1 de julio de 2012
Subgerente de Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista / Rut 11.694.983-0 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 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 Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. (Cabo Leones), cuyo Directorio está conformado por gerentes de la matriz y para Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), cuyo Directorio está integrado por 5 miembros, de los cuales cada accionista designa dos, en cuyo caso STS, en calidad de accionista, ha designado a gerentes de la matriz, y hay uno con carácter de independiente.

En el caso del consorcio formado con Chilquinta S.A (Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A.), participan directores y gerentes de ambos grupos empresariales.



Marcha de la Empresa

EXCELENCIA OPERACIONAL

En el ámbito de la calidad de servicio, el 2017 fue un año muy difícil desde el punto de vista climático para la industria eléctrica, la cual se vio afectada por eventos inusuales y de gran extensión, tanto geográfica como de duración, que afectaron principalmente la zona sur del país en la cual el Grupo Saesa tiene concentradas sus operaciones.

Dado lo anterior, los índices de calidad de servicio, específicamente el tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluado por el indicador SAIDI y la frecuencia media de éstas, evaluada por el indicador SAIFI, presentaron un aumento respecto al año anterior afectados por el aumento en la cantidad de fallas y clientes con servicio interrumpido.

SUSTENTABILIDAD

Nuestra misión como compañía es entregar energía confiable contribuyendo al bienestar y desarrollo del país. Por ello, tenemos un compromiso permanente con mejorar la calidad en el servicio y somos conscientes, además, de que para lograrlo nuestra gestión debe ser sustentable, relacionándonos de modo amigable, a través del diálogo y el respeto, con las comunidades y el medioambiente donde operamos.

Constantemente se realizan diferentes iniciativas que han promovido y permitido un acercamiento a las comunidades presentes en las 8 regiones en las que el Grupo Saesa participa.

Programa Somos Vecinos: Durante el año 2017, este programa se realizó en 109 de las 112 comunas en las que el Grupo Saesa tiene presencia mediante la formación de mesas de trabajo con dirigentes vecinales, para efectos de brindar a la comunidad espacios de formación, información, eficiencia energética y la solución a problemáticas como las autorizaciones para ejecutar poda de árboles cercanos al tendido eléctrico o la necesitad de aumento de potencia en algún sector. Esto se ha convertido en un gran espacio de reunión y diálogo con la comunidad que ha permitido lograr avances y beneficios para ambas partes. Para estos efectos, durante 2017 se designaron 7 Ejecutivos de Relacionamiento, nuevo cargo dentro de la Sociedad, con dependencia del Jefe de Servicio al Cliente, cuya finalidad es continuar mejorando la vinculación con la comunidad.

Programa de Conexión de Sedes Sociales: Este programa consiste en la conexión gratuita de la sede social al sistema eléctrico lo que es financiado íntegramente por la Compañía. Lo anterior incluye tanto la instalación interior como la del empalme.

Desde sus inicios en 2013, más de 81 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 4.000 familias pueden usar con mayor comodidad y habilitación de los espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad. Durante el año 2017 se conectaron 20 nuevas sedes.

Campaña “A la Escuela con Energía”: Esta campaña consiste en la entrega de útiles escolares y equipamiento audiovisual en escuelas de rincones alejados. El año 2017 se beneficiaron 54 establecimientos, con un total de 4.300 alumnos, completándose así 200 establecimientos beneficiados desde los inicios de la campaña en 2011. Este año además se hizo un Concurso de Eficiencia Energética, consistente en impulsar el ahorro energético en las escuelas beneficiadas, por un periodo de 5 meses, en los que cada establecimiento competía para disminuir su consumo en relación al año anterior. Durante esos meses entregamos consejos de ahorro de energía. En 2017

participaron 46 escuelas, resultando 5 ganadores: Escuela 3 Sauces de Cañete; Escuela Rural Pellinada de Pto. Octay; Escuela Las Campanas de Aldachildo de Puqueldón; Escuela San Andrés de Tegualda, Fresia y Escuela Arnoldo Bilbao de Pelchuquín, las que en promedio disminuyeron su consumo en un 24%.

Programa de Liceos Eléctricos: Este programa, con foco en la educación, apoya el proceso formativo de estudiantes de electricidad de tercer y cuarto año de enseñanza media de liceos técnico-profesionales dentro de la zona de operación del Grupo Saesa. Lo anterior, se traduce en clases prácticas y teóricas, entrega de elementos de protección personal y la instalación de un patio de entrenamiento para el establecimiento, así como la visita a subestaciones, desarrollo de habilidades y destrezas, observación de trabajo en terreno, y finalmente la posibilidad de prácticas profesionales para los alumnos destacados.

Durante el año 2017, 9 establecimientos participaron en este programa con un total de 350 alumnos de los cuales 23 realizaron práctica en el Grupo Saesa.

MEDIOAMBIENTE

El programa "RecoPila" busca dar un adecuado manejo y disposición final de pilas en desuso, por medio de la recolección de estos residuos peligrosos, a través de actividades que se desarrollan 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 Bío Bío hasta la Región de Los Lagos. Durante las actividades realizadas en el año 2017, se lograron recolectar y efectuar disposición final de 12,1 toneladas de estos desechos desde escuelas, liceos y distintos lugares habilitados para la recolección de pilas, como centros de pago de la compañía, municipios o bibliotecas municipales, incrementando en un 92% el manejo de estos residuos respecto del año 2016.

En aspectos medioambientales, las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que busca 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 intervenidas para el desarrollo de estos proyectos. Fue así como en el año 2017, se reforestaron 68 hectáreas de árboles nativos y fueron replantadas más de 14 hectáreas de bosques, lo que consideró la plantación de 113.000 y 23.000 especies arbóreas respectivamente.

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

Cultura y Clima Organizacional

Promover una cultura alineada con la estrategia del negocio es uno de los desafíos permanentes del Grupo Saesa. Esto implica tener equipos de alto desempeño, que trabajan con excelencia y eficiencia, seguridad, foco en el cliente, y que a su vez se encuentran altamente motivados por trabajar en un grato ambiente de trabajo que les da posibilidad de desarrollo, que promueve buenas relaciones laborales y que cuida de la calidad de vida de sus trabajadores.

Esta cultura se ha ido consolidando en el tiempo. Reflejo de esto son los resultados de la Encuesta de Clima Laboral y el posicionamiento de la empresa en el ranking Great Place to Work. El 2017 con mucho orgullo obtuvo un 87% de nivel de satisfacción en la Encuesta de Clima y el lugar N°13 entre las Mejores Empresas para Trabajar en Chile según la medición de GPTW.

Además, por primera vez el 2017 se participó en Carlos Vial Espantoso, fundación que promueve y evalúa prácticas laborales de excelencia, y el Grupo Saesa fue desatacado como una de las 8 empresas finalistas. Esto refleja

también trabajo permanente en generar relaciones laborales colaborativas al interior de la Sociedad, con sus trabajadores, sindicatos, comités paritarios, etc.

Los buenos resultados en el 2017 son reflejo de las acciones que consecutivamente se han ido desarrollando por parte de la Gerencia de Personas de la Sociedad, alineados a los desafíos estratégicos del negocio.

Promover 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. Además, se desarrollan iniciativas que apuntan a equilibrar la vida laboral y personal como son "Puntos Sonrisas" que consiste en que los trabajadores cuenten con tiempo disponible durante el año para generar experiencias personales positivas o Trabajo Flexible que permite trabajar durante ciertos días a la semana desde fuera de la oficina. El 2017 se lanzó además el Piloto de Programa Vida Sana, en el cual participaron 200 trabajadores y se desarrollaron actividades asociadas a Salud, Deporte y Tiempo Libre que son los pilares del programa.

Desarrollo de personas

Particularmente, durante el 2017 el Grupo Saesa desarrolló 155.000 horas de capacitación orientadas al desarrollo profesional de los más de 2.100 trabajadores que participaron, tanto de empresa como de contratistas. Los focos de estas capacitaciones fueron: Técnica, Seguridad, Foco en el Cliente, Liderazgo y Gestión, Diplomado Mercado Eléctrico, Escuela de Linieros, Formación Liderazgo y Gestión, y Programa Crece que apoya programas de pre y post grado para colaborares internos, entre otros.

Por segundo año consecutivo se desarrolló la "Escuela de Linieros", instancia de formación para jóvenes que buscan insertarse en el mundo laboral. Durante el año 2017 la compañía fue premiada dentro de un grupo de 170 empresas por la Cámara Chilena de la Construcción y la Mutual de Seguridad en la categoría Factores humanos y Organizacionales como Buena Práctica "Escuela de Linieros". Con 2 años de ejecución, al 2017 se han implementado 6 Escuelas de Linieros en distintas localidades de la zona de operación del Grupo, con casi 84 egresados de los cuales el 80% se encuentra trabajando hoy en las empresas contratistas de la empresa.

La Formación Liderazgo y Gestión es parte de un programa que ha implementado el Grupo Saesa para apoyar el desarrollo de sus empresas contratistas, principales colaboradores en su extensa zona de concesión. Este programa considera acciones como evaluación de clima laboral, programas de capacitación en liderazgo y supervisión, participación de empresas contratistas en Programas de Desarrollo de Proveedores que busca mejorar los estándares de gestión empresarial y de gestión de calidad, entre otros. Como hito en el 2017 se realizaron tres Encuentros de Empresas Contratistas, instancia que permitió a los principales ejecutivos del Grupo Saesa compartir los desafíos y visión a futuro de la Compañía a los dueños y ejecutivos de las empresas contratistas.

El Grupo Saesa considera que un factor importante para el desarrollo de sus personas es el aprendizaje continuo desde la perspectiva del cómo se hacen las cosas en el trabajo cotidiano. En ese sentido, durante el 2017 se implementó un nuevo modelo de evaluación de desempeño y recompensa, que se hace cargo de esa necesidad y que recoge nuevas competencias e incorpora un cambio importante en la forma de evaluar y retroalimentar. Para este importante desafío se capacitó toda la Compañía a través de 56 talleres realizados a lo largo de toda la zona de operación.

Porque los líderes tienen un rol fundamental en movilizar a sus equipos al logro de los desafíos del negocio, durante el 2017 se lanzó a toda la Compañía el Rol del Líder. Esto básicamente recoge una definición simple, clara

y alineada con los desafíos del negocio y la cultura, de lo que se espera de los líderes del Grupo Saesa y promueve acciones consecuentes con ese entendimiento común. Por supuesto esto acompañado de programas de formación para los líderes de la empresa (participando 230 trabajadores realizando un total de 10.088 horas.

Así se cierra un 2017 con muy buenos resultados desde la perspectiva de Personas, lo que va consolidando un ambiente de orgullo y motivación entre los colaboradores.

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

Para el Grupo Saesa lo más valioso son sus trabajadores, que, a través de sus conocimientos, habilidades y trabajo, día a día colaboran en el desarrollo de una mejor compañía. Es por ello que la vida y el cuidado de los trabajadores es un pilar fundamental y prioritario en cada una de las actividades que se realizan, bajo el concepto "Seguridad, un intransable".

La seguridad es un valor, un esfuerzo permanente y una cultura que se debe sostener en el tiempo por parte de todos los que conforman la compañía. Para resguardar lo anterior, existe la preocupación de garantizar las condiciones laborales, ambientales, sociales y relacionales necesarias para todos los trabajadores, lo que impacta directamente en mejores resultados en cuanto a seguridad y eficiencia de cada uno de sus procesos.

Durante el año 2017, se desarrollaron actividades enfocadas en cinco grandes pilares que permitieron reforzar estas conductas, tales como:

- Concientización:
  - Jornadas de sensibilización.
  - Curso de Liderazgo visible en seguridad para ejecutivos.
  - Taller de focos críticos.

- Compromiso:
  - Caminata por la seguridad.
  - Jornadas aseguramiento de resultados en seguridad.

- Acercamiento:
  - Feria de la Seguridad.
  - Jornadas ampliadas de Comités Paritarios.

- Cultura:
  - Jornadas lúdicas con representaciones teatrales.
  - Campaña posicionamiento de una cultura de seguridad "Estoy Seguro".
  - Modelo de capacitación "Escuela de Linieros".

- Condiciones de trabajo:
  - Auditorías a empresas contratistas y cumplimiento del marco legal.
  - Desarrollo e implementación de estándares en equipamiento, infraestructura y vehículos.

Finalmente, el esfuerzo realizado, ha llevado a cumplir con creces los desafíos en materia de seguridad en los últimos años, logrando desempeños destacados en la industria eléctrica nacional, donde el compromiso y la perseverancia de los más de 4.300 trabajadores propios y de sus empresas colaboradoras han aportado un granito de arena en la construcción de esta cultura de seguridad. La dispersión geográfica no ha sido impedimento para alcanzar los objetivos, más bien ha puesto las exigencias para estar presente desde la Región de Antofagasta hasta

la Región de Aysén con la misma fuerza y perseverancia que caracteriza a sus trabajadores. En el Grupo Saesa existe orgullo por lo alcanzado y se desafía a ir por mayor seguridad en los siguientes años.

GRANDES OBRAS

PROYECTO PARANAL – ARMAZONES (II REGIÓN)

En el mes de junio de 2017 entró en servicio el proyecto Paranal – Armazones.

El proyecto consistió en la construcción de una nueva subestación denominada Paranal, ubicada al norte de la localidad de Paposo, Región de Antofagasta y la construcción de una nueva línea 1x66 kV Paposo – Paranal, de aproximadamente 49 km de longitud. El proyecto incluye las adecuaciones en la subestación Paposo para la conexión de la línea de transmisión. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

SUBESTACIÓN MANTILHUE 110kV (XIV REGIÓN)

En el mes de junio de 2017 entró en servicio la subestación Mantilhue. El proyecto consideró la construcción de una (1) barra principal en 110kV con capacidad para dos (2) paños y espacio disponible para un paño futuro, dos paños de línea en 110kV, un paño para interconexión con instalaciones existentes (solo desconectador), un paño de potenciales de barra 110kV, instalaciones comunes como Sala de control, sistema de puesta a tierra, SSAA y canalizaciones entre otros.

El proyecto se enmarcó en las obras que tienen por objetivo conectar la Línea de alta tensión Casualidad – Licán al patio de alta tensión 110kV de la actual subestación Licán, permitiendo la evacuación de la energía generada por las centrales en el sector de Casualidad.

NUEVO TRANSFORMADOR EN SUBESTACIÓN OSORNO 66/23 KV 30 MVA (X REGIÓN)

En julio de 2017 entraron en servicio las obras asociadas al nuevo transformador en subestación Osorno.

El proyecto consistió en la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/23 kV, de capacidad máxima de 30 MVA en la subestación Osorno. El proyecto incluyó la construcción de una nueva barra en 23 kV, modificando un tramo de la actual barra de 13,2 kV, y la construcción de los paños de conexión a las barras respectivas en configuración doble barra en alta tensión y barra simple en media tensión. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto, tales como adecuación de las protecciones y control, adecuación de las conexiones, entre otros.

INSTALACIÓN DE BANCO DE CONDENSADORES 2x1,8 MVAR 23kV EN SUBESTACIÓN QUELLÓN 110/23kV (X REGIÓN)

En el mes de julio de 2017 entró en servicio el proyecto instalación de banco condensador 2x1,8 MVAR, 23kV en Subestación Quellón.

Con el propósito de mejorar las condiciones de calidad de servicio a los clientes de la zona de Quellón y sus alrededores, se desarrolló el proyecto de instalación de un banco de condensadores estáticos 2x1,8 MVAR, 23kV del tipo "patio abierto", el cual consideró, para su conexión, completar el paño disponible en barra de 23kV.

CNT BARRA 13,2kV SE PICARTE (XIV REGIÓN)

En el mes de julio de 2017 entró en servicio el proyecto cambio nivel de tensión de barra 13.2kV de subestación Picarte.

Como una forma de liberar carga en el transformador T2, ubicado en la subestación Picarte, el cual operaba cercano a su potencia nominal e imposibilitado de tomar carga de distribución en 23kV, se procedió a habilitar la barra 13,2kV en un nivel de tensión de 23kV. Con la habilitación del transformador T1, se cuenta con dos transformadores 66/23kV de 30MVA cada uno, los cuales permiten traspasar carga y respaldar la red de distribución a nivel de subestación y a la vez contar con potencia para seguir creciendo en la zona de Valdivia que comprende a la subestación Picarte.

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, ubicados en diversas localidades y comunas desde el norte al sur de Chile.

Durante el año 2017 se finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 59 Proyectos de Electrificación Rural ubicados en sectores rurales pertenecientes a 27 comunas dentro las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 2.610 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 278 km de línea de media tensión, 208 km de línea de baja tensión en postación individual, 61 km de línea de baja tensión en postación común y 705 transformadores de distribución entre Adicionalmente se encuentran en etapa de Servidumbres y construcción un total de 31 proyectos con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 1599 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan 259 Km de líneas de media tensión, 122 Km de líneas de baja tensión en postación individual, 43 Km de líneas de baja tensión en postación común y 390 transformadores de distribución.

Adicionalmente se firmaron contratos para 61 nuevos proyectos distribuidos en 29 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío y Los Lagos, actualmente en etapas de ingeniería que consideran 1300 familias.

Además, Grupo Saesa se adjudicó el proyecto "Electrificación fotovoltaica de escuelas y postas de la región de Tarapacá" iniciativa que se enmarca dentro del programa de acceso y equidad energética del Ministerio de Energía, que tiene como fin proveer de energía a todas las escuelas y postas rurales de chile a través de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Los beneficiados serán 9 escuelas unidocentes, hasta sexto básico, de las localidades de: Laonzana, Soga, Sotoca, Enquelga, Pisiga Choque, Chiapa, Macaya, Mauque, Jaiña incluyendo además las casas de los profesores; y 4 postas de Cancosa, Sibaya, Parca y Macaya. El diseño contempla la

instalación de dos tipos de sistemas fotovoltaicos de 1,6 kW y 3,18 kW, además de almacenamiento de energía con baterías (para suministrar energía durante la noche). Estas localidades cuentan con energía proveniente de generadores diésel que abastecen sólo entre 2 a 4 horas al día, el objetivo de éste es dotar de energía eléctrica a estos 13 establecimientos durante las 24 horas del día.

GESTIÓN COMERCIAL

La actividad comercial del año se orientó con gran énfasis y prioridad a gestionar dos aspectos de relevancia, la relación con los clientes y el desarrollo de nuevas líneas de servicios y productos. A la par se continuó la mejora de procesos internos de modo de minimizar los efectos de fallas o interrupción de suministro, gestionar la información de estos eventos y responder a los desafíos de clientes empoderados en una industria en proceso de cambios tecnológicos acelerados con la irrupción de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), la eficiencia energética y los sistemas inteligentes.

FOCO EN EL CLIENTE

La Compañía ha puesto como una de sus estrategias centrales la relación con el cliente, por la vía de generar propuestas de valor relevantes a sus intereses y expectativas. De este modo, durante el 2017 se puso en marcha una segmentación de clientes empresa (receptores de factura), basada en cinco ámbitos de agregación de valor:

1. La atención técnica ante fallas o interrupciones individuales o territoriales.
2. El ciclo de facturación, la relación contractual con la Compañía, las tarifas y las funcionalidades del pago a través de medios digitales.
3. Las necesidades de información técnica, de precios y de mercado.
4. La demanda por productos y servicios que permitan mejorar la eficiencia del consumo energético y su costo.
5. El acceso a tarifas no reguladas de suministro para clientes con demandas de potencia medias y altas.

Cada segmento de clientes es caracterizado por sus necesidades de servicio y atención en estos distintos ámbitos, lo que permite gestionar la propuesta de valor de la Compañía priorizando la asignación de sus recursos y gestionando sus brechas. A la fecha se trabaja en la implementación de este modelo, precisando roles y responsabilidades en la estructura, ejecutando planes de contacto y visitas a los distintos segmentos, adaptando los sistemas y definiendo los Indicadores que dan cuenta de la efectividad de la estrategia y permiten la asignación de metas e incentivos.

Paralelamente, durante 2017 se abrieron y continuaron un gran número de iniciativas con foco en la mejora de la experiencia del cliente, la que se verifica en la atención de necesidades y requerimientos en los canales presenciales (oficinas, Contact Center y brigadas de operaciones), atendidas a través del Call Center o por medios digitales como página web y aplicación móvil. Entre otras se destacan:

- Desarrollo y difusión de nuevos protocolos de atención para personal de oficinas, Contact Center y brigadas de operaciones, acompañado de capacitaciones que integraron gran número de colaboradores.

- Levantamiento de información y estructura de reporte en los procesos de atención de fallas que ocasionan interrupciones de suministro, de modo entregar al cliente sin servicio antecedentes más precisos respecto de causas, contingencias y tiempos de reposición de las fallas que los afectan. Este tema se levanta como uno de los de mayor relevancia en las mediciones de índices de satisfacción de clientes.
- En el Call Center se puso en marcha a un servicio de contingencia para absorber desborde de llamados durante fallas o interrupciones masivas y ya opera en régimen el Call Back, funcionalidad que nos permite devolver llamados a los clientes que no logran acceder a la plataforma de ejecutivos.
- Refuerzos de los procesos del ciclo de facturación para mejorar la efectividad. Cambio del Certificador Tributario lo que permite automatizar el despacho de facturas y boletas por medios digitales a lo cual se añade el embolsado de documentos.
- Nuevas versiones de la página web y aplicación móvil, con funcionalidades ampliadas a la recepción de reclamos por interrupción de suministro y notificaciones asociadas a esos eventos y al estado de pago de facturas y boletas. Mejoras en la efectividad de los botones de pago de ambos canales.
- Plan de visitas y atención de requerimientos relacionados con la opción de suscribir contratos de suministro de energía a precios no regulados, pagando peajes por las redes de distribución. Esta opción disponible para clientes mayores de 500 kW de potencia instalada está siendo explorada con gran interés por estos clientes, en virtud de la tendencia a la disminución de precios que muestra el mercado de energía de grandes bloques.

La Compañía continúa midiendo la satisfacción de los clientes a través de encuestas internas y externas contratadas, verificándose mejoras en la percepción hasta la ocurrencia de los eventos climáticos que afectaron varias regiones durante el invierno 2017. La inusual severidad de estos eventos afectó la continuidad del servicio mayormente en zonas rurales donde la nieve y la caída de árboles dificultaron el acceso de las brigadas y se prolongaron los tiempos de reposición de servicio. Ante esto los indicadores de satisfacción retrocedieron a niveles comparables al período de reliquidaciones tarifarias masivas del año 2014-2015.

GESTIÓN DE NUEVOS SERVICIOS Y PROYECTOS.

El año 2017 fue particularmente exitoso en la gestión de proyectos, la adjudicación y ejecución de obras y servicios no regulados que se relacionan al ámbito de la energía. En efecto, mientras la Compañía en sus diferentes zonas alcanzó cifras superiores a los 12 millones de dólares en ventas de proyectos y materiales a clientes particulares, la gestión comercial centralizada continuó ejecutando proyectos de recambio de alumbrado público adjudicados por licitaciones de la Agencia Chilena de Eficiencia Energética, más otros proyectos que permitieron cerrar ventas por un valor superior a los 8 millones de dólares durante el año. La importancia radica en que alrededor del 50% de esa cifra se relaciona con soluciones para dotar de energía a comunidades y organizaciones mediante medios no convencionales como paneles fotovoltaicos. Destaca la provisión, instalación y puesta en marcha de soluciones de energía en escuelas y postas de la I Región y un proyecto pionero en la Compañía adjudicado por el Gobierno Regional de Los Ríos, como lo es la instalación de 145 soluciones individuales de paneles solares con baterías en la comunidad residente en la Isla Huapi del Lago Ranco, lo que permite a cada familia disponer de un servicio continuo de energía supliendo la necesidad de generar con grupos a petróleo durante muy pocas horas diarias.

A este proyecto se suman iniciativas como la dotación de calefacción eficiente en escuelas de la comuna de San Juan de la Costa, Región de Los Lagos y el refuerzo del sistema eléctrico de Puerto Edén adjudicado por el Gobierno Regional de la XII Región. Además de estar presente en las regiones extremas del país fuera de la zona de concesión, la Compañía va adquiriendo un *know-how* que la convierte en un actor competitivo en un mercado de grandes oportunidades impulsado por los cambios tecnológicos.

Hacia fines de 2017 se ha iniciado el trabajo relacionado a la implantación de la nueva Norma Técnica, desafío que sin duda permitirá reforzar la seguridad del servicio y el contacto con el cliente. Para ello la Compañía se prepara con un importante proyecto técnico de modernización de sus redes, un proyecto para gestionar la operación con información en línea proveniente de medidores inteligentes en la red y en los servicios de los clientes, más un proyecto de modernización de sus sistemas de información comercial.

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS (PMGD)

Durante el año 2017, se incorporaron al sistema de distribución del Grupo Saesa tres nuevas plantas de generación renovable que suman 1,7 MW, llegando a un total de 46 centrales conectadas e inyectando un total de 122 MW.

Uno de los proyectos que formo parte de este período es:

Hidroriñinahue:

Central de pasada de 0,9 MW que se emplaza en el Fundo Futangue en la Región de los Ríos, cercano a la localidad de Lago Ranco. Como obra adicional fue necesario cambiar el reconectador Lago Ranco Riñinahue marca Cooper Power control Form 5, por un equipo SEL351P3, además de un nuevo DBC marca SILO telecomandado. Como hito para este proyecto fue necesario el cambio del Límite Zona existente, quedando el PMGD inyectando a través del alimentador Pilmaiquén Mantilhue y no hacia Futrono en donde ya no había capacidad según las características del actual alimentador. El Propietario es la empresa SCOTTA Chile S.A, su puesta en servicio fue el 9 de febrero del 2017.

Reseña Histórica

1920 - 1940

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.

1941 - 1980

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 - 1990

1981

Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, con 87,5% y 83,7% del capital respectivamente. En Coyhaique se crea la Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelaysen, como filial de Endesa.

1989

Frontel inicia actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones de 66/23 kV. Al año siguiente lo hace Saesa.

1991 - 2000

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 Edelaysen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1500 km, entre la VIII y la XI Región.

1999

Saesa adquiere el 99,9% de las acciones de Creo Ltda., en la X Región, STS, instalaciones de transmisión de Saesa, y de Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de $1.825 millones, aumentando significativamente su presencia en la X Región.

2000

Saesa y STS adecuan las instalaciones de transmisión que abastecen la Isla de Chiloé, quedando todo el sistema de transmisión de la isla energizado en 110 kV.

2001 - 2005

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.

2001 - 2005

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.

2006 - 2010

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, adquirieren 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 conectada 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 Biobío hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelaysen 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 - 2015

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.

2011 - 2014

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 - 2016

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, significo una inversión de US$70 MM.

2017

2017

En enero de 2017, Sistema de Transmisión del Sur S.A. compra a Alumini Ingeniería Ltda. su participación accionaria en Sistema de Transmisión del Norte S.A., quedando esta última 100% bajo la propiedad de empresas del Grupo Saesa.

En el mes de mayo, SATT, filial de Saesa, cierra la adquisición de la Subestación Maria Elena 220 kV y se suscribe un contrato de peaje para la evacuación de la electricidad del parque fotovoltaico "Maria Elena". Dentro del mismo mes, se celebra un contrato en modalidad EPC con la empresa Isotron Chile que tiene por objeto la ampliación de la Subestación Maria Elena.

En junio, el Coordinador Eléctrico Nacional adjudica al consorcio SAESA CHILQUINTA, el proyecto "Nueva línea nueva Maitencillo- Punta Colorada- Nueva Pan de Azúcar 2x220 kV, 2x 500 MVA", lo que da paso a la constitución de la sociedad Eletrans III, sociedad a cargo de la ejecución del proyecto.

2017

Durante el mes de junio, Saesa inauguró las instalaciones del proyecto de suministro eléctrico para el Observatorio Europeo Austral (ESO). El proyecto, de US$18 millones, consistió en la construcción de un sistema de transmisión de 66 kV de 50 kilómetros de extensión y 2 nuevas subestaciones: Paranal (220/66 kV) y Armazones (66/23 kV) además de una línea de distribución de 25 kilómetros de longitud.

En agosto, la autoridad asignó mediante Decreto Exento N°418, la ejecución de 14 proyectos a la filial STS por US$200 millones en el marco de la entrada en vigencia de la nueva Ley de Transmisión.

Ese mismo mes, la filial SATT formaliza el contrato con la empresa HMV Chile en modalidad EPC para la ejecución de la ampliación de la Subestación San Andres 220 kV.

En noviembre, el Coordinador Eléctrico Nacional confirma que las obras de la interconexión SIC-SING se encuentran energizadas, lo cual se produce en la Subestación Kapatur de propiedad de STN, filial de Saesa.

Descripción del Sector 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 del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), con las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la Ley.

En noviembre de 2017 se interconectaron los 2 principales sistemas eléctricos de Chile, 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; constituyéndose de esta manera el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, existen varios sistemas medianos (SSMM), cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 kW e inferior a los 200 MW, que atienden el consumo en regiones como las de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo y la de Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, es decir, son responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas la filial EDELAYSEN).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

En el SEN 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 mayorista: Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.

b) Mercado de Clientes Libres: Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 5 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.

c) Mercado de Clientes Regulados: Pertenecen a este segmento todas las trasferencias 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 las que actualmente se establecen habitualmente por un período de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas zonales se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre generadores (excedentario a deficitario) participantes del SEN, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El organismo encargado de realizar estos cálculos es el Departamento de Peajes del Coordinador.

En cuanto a los Sistemas Medianos, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada cuatro años.

En el caso de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, ellos son operados por una misma empresa que administra tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de la filial Edelaysen) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. Diferente es el caso del sistema Cochamó, en el cual los activos de generación y transmisión son de propiedad de una empresa (Sagesa) distinta a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa). Por su parte, en el sistema Hornopirén los activos de generación y transmisión son de propiedad de dos empresas distintas (Cuchildeo y Sagesa), distintas a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa).

TRANSMISIÓN

A partir de la publicación de la Ley N°20.936 en el año 2016, los sistemas de transmisión se clasifican en tres grupos: Transmisión Nacional, Zonal y Dedicada, todos de acceso abierto y los dos primeros con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes y su uso para suministro destinado a clientes regulados implica un cálculo de tarifa regulada por parte de la autoridad.

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, que de acuerdo a la nueva Ley migrará en el tiempo para que sea toda de cargo de los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN	COBRO DE PEAJE
NACIONAL	100% cobrado a usuarios finales en base a retiros esperados. Peajes fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones existentes o a valores resultantes de procesos de licitación de obras nuevas.
ZONAL	Peajes fijados por la CNE cada 4 años en base a costos eficientes de inversión, operación, mantención y administración de las instalaciones existentes y cobrado 100% a usuarios finales en base a retiros esperados.
DEDICADA	Peajes negociados libremente entre el propietario de las instalaciones de transmisión y usuarios. Tarifa regulada por el uso de instalaciones para el suministro a clientes regulados.

DISTRIBUCIÓN

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a toda la oferta de electricidad con un voltaje máximo de 23 kV.

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

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

a) Clientes Regulados

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia, 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 enero y julio de cada año.

- Pago de la Transmisión: Corresponde al pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.

- Cargo por Servicio Público: Componente que financia el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja.

- Valor Agregado de Distribución (VAD): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución y los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente. Adicionalmente, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los servicios asociados al suministro eléctrico, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

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

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

b) Clientes Libres

Estos clientes, siendo o no de la distribuidora, deben pagar por el uso de las redes de distribución a las que se conecten, a través del pago de un peaje de distribución, que corresponde al VAD de cada empresa más las pérdidas tarifarias de energía y potencia. Las tarifas por este servicio son fijadas cada 4 años, y se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados (SSAA) al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público, 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, y 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 tasa 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.

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 CEN 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.

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 de 425 mil clientes.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, contando con 165 km de Líneas de Alta Tensión, 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 3,6%. 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 Endesa, Colbún, Enel, Caren, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelumpen, Santiago Solar, Aela, Abengoa, Ibereólica, SCBII y Amunche Solar. 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 $80.677 millones durante el año 2017.

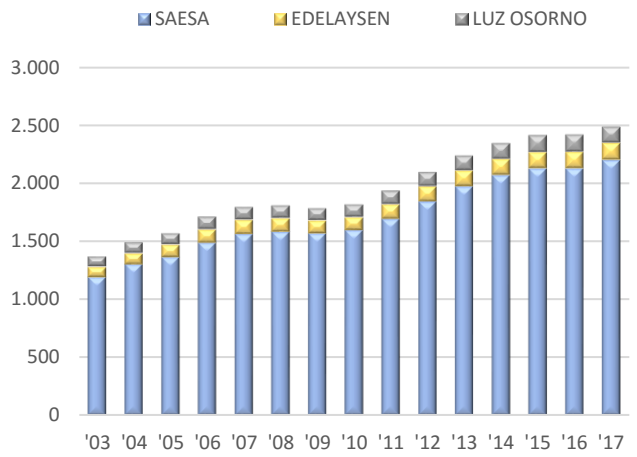
Saesa representa un 67,65% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña indirecta).

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.

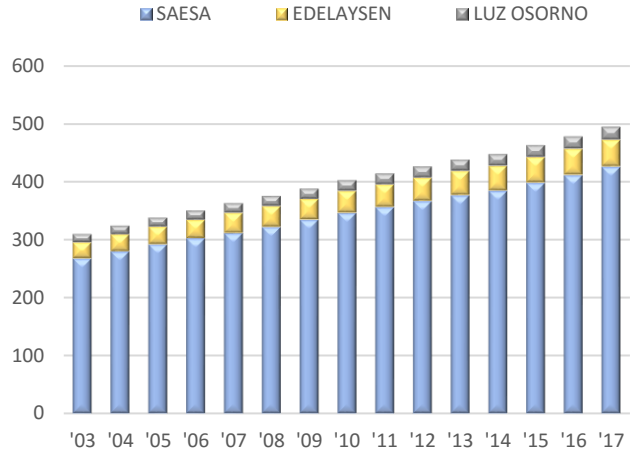
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan 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 (en GWh)



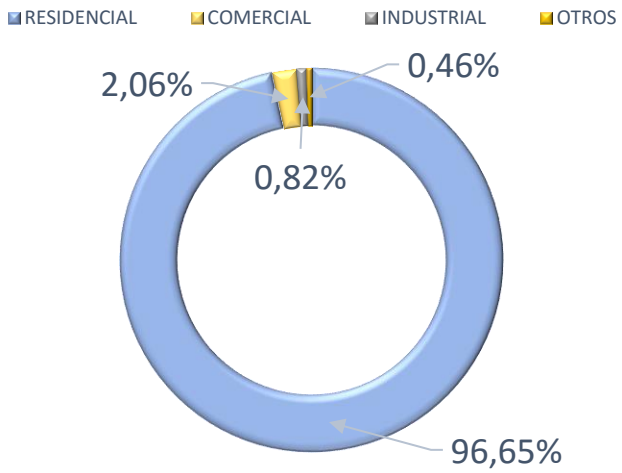
Las ventas de energía durante el 2017, de Saesa y sus Filiales, alcanzaron 2.486 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS (miles)



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio 2017 atendían a 493 mil clientes, lo que representa un aumento de 3,39% respecto al cierre 2016.

- COMPOSICIÓN DE CLIENTES



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 que se ubiquen 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 servidumbres voluntarias o 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, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2017 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:

	SUPERFICIE (KM^2)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	13.525	127
EDELAYSEN	378	4
LUZ OSORNO	4.360	11
Total	18.263	142

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2017, los proveedores Endesa y Colbún constituyen prácticamente el 90% 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 Edelaysen, empresa principalmente generadora, Copec constituye más del 70% de la compra de petróleo. En el caso de SGA, Enel Generación constituye en torno al 90% de la compra de energía que SGA comercializa en el 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 93,2% de los ingresos los concentra Enel Generación y Colbún, aproximadamente con un 56,4% y 36,8 %, respectivamente.

Por otro lado, ningún cliente libre concentra por sí solo, más del 10% total de los ingresos de SGA.

En el caso de SGA, empresa comercializadora, sus ingresos provienen de un pool de aproximadamente 75 clientes libres.

INVERSIONES

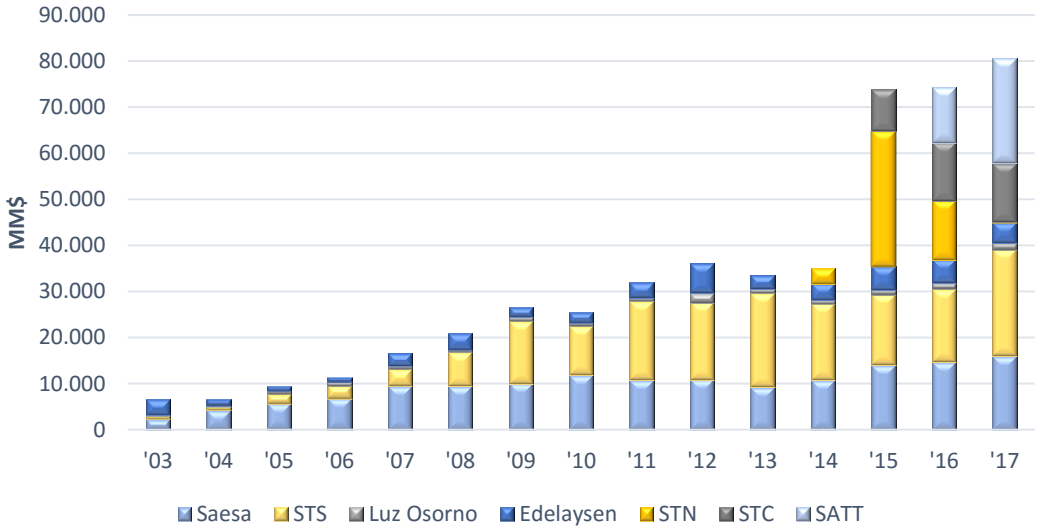
Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, participando en Distribución, Transmisión, Generación y Otros, por medio de sus filiales: Edelaysen, Luz Osorno, STS, STC, STN y SATT.

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 proyectado aproximado de inversiones para el año 2018 es de MM$ 22.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

Durante el 2017, se destaca la puesta en servicio de los proyectos Paranal-Armazones, cuyo propósito es dotar de suministro eléctrico al Complejo Astronómico Paranal Armazones con una tarifa regulada según la legislación eléctrica vigente, implicando una inversión aproximada de MM$13.000.

Se destacan nuevos proyectos en ejecución en la zona norte y centro del país, como son los proyectos Ñuble, Kimal, San Andrés Y María Elena.

La inversión total del año 2017 de Saesa y filiales fue aproximadamente de MM$ 80.677.



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	CARACTERISTICAS
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	247 líneas AT (km) 12.048 Líneas MT (km) 9.504 Líneas BT (km) 544 MVA (MT/BT)
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.739 Líneas MT (km) 715 Líneas BT (km) 62 MVA (MT/BT)
STS	Subestación Melipulli	Puerto Montt	330 MVA
	Subestación Osorno	Osorno	78 MVA
	Subestación Picarte	Valdivia	90 MVA
	Subestación Valdivia	Valdivia	180 MVA
	Subestación Cholguán	Cholguán	98 MVA
	Subestación La unión	La Unión	42 MVA
	Subestación Degan	Cruce Dalcahue, Chiloé	40 MVA
	Subestación Barro Blanco	Osorno	70 MVA (TF solo de respaldo)
	Subestación Los Lagos	Los Lagos	16 MVA
	Otras Subestaciones	Distintas localidades entre las provincias de Ñuble y Chiloé	1.304 MVA
Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	17 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	11 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	9 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysén	23 MW
STN	Subestación Kapatur	Atacama	800 MVA

CALIDAD DE SERVICIO

El 2017 fue un año especial en lo que a Calidad de Suministro se refiere, la industria en general se vio afectada por eventos climáticos inusuales y de gran magnitud, para el caso del Grupo dichos eventos comenzaron en junio y estuvieron presentes hasta septiembre con una gran cantidad de lluvias y vientos que no se presentaban a lo menos hace 10 años. Esto último sumado a que el ente regulador, haciendo uso de sus facultades, solicitó de todos los elementos probatorios para aquellas causas calificadas como fuerza mayor directa o postulada (eventos climáticos), recalificando estas como internas en la mayoría de los casos, a diferencia de años anteriores donde sólo la fuerza mayor postulada estaba sujeta a revisión.

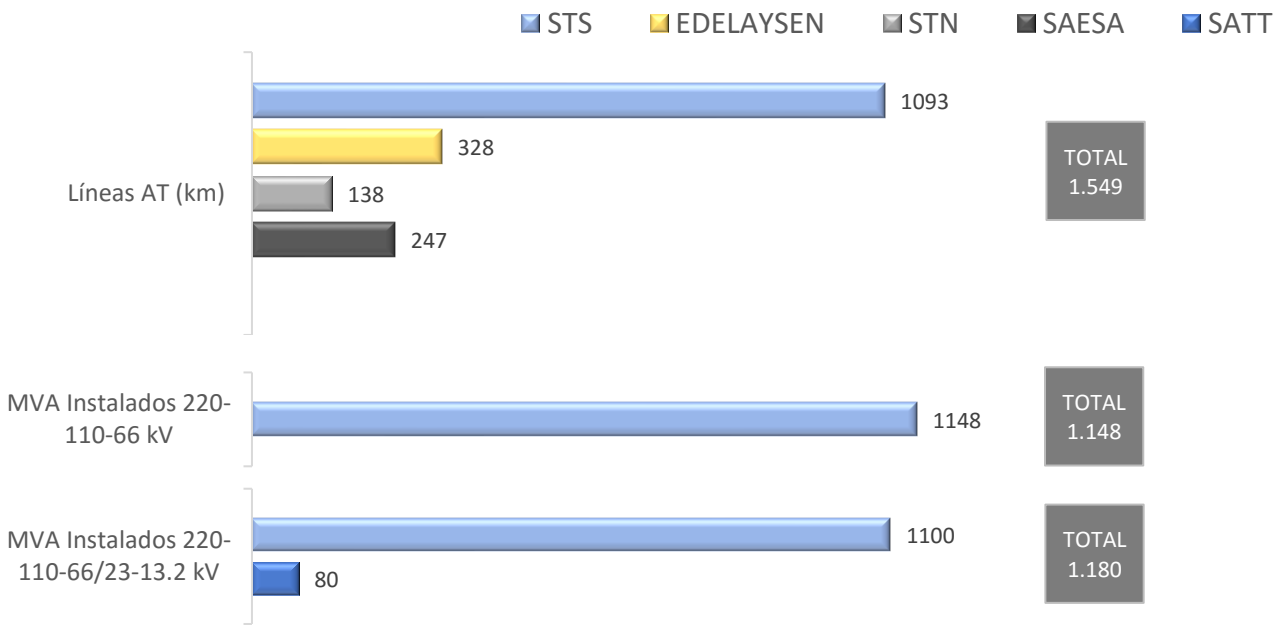
INVERSIONES PRODUCTIVAS

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 de la X Región y entregar un servicio cada vez mejor.

Las Instalaciones de Saesa y sus filiales son las siguientes:

	2017
Líneas Alta Tensión (km)	1.806
Líneas Media Tensión (km)	17.713
Líneas Baja Tensión (Km)	11.238
MVA Instalados (AT/MT)	2.585
MVA Instalados (MT/BT)	647

TRANSMISIÓN



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.

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

	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	Ayacara	682	551
	Isla Tac	64	98
	Isla Quehui	193	331
	Isla Caguach	52	133
	Isla Meulin	108	246
	Isla Quenac	68	158
	Isla Llingua	49	114
	Isla Alao	49	136
	Isla Chaulinec	76	194
	Isla Apiao	91	210
	Isla Laitec	67	144
	Isla Cailin 1 Isla Cailin 2	60	157
	Isla Coldita	3	34
EDELAYSEN	Cisnes	3.743	1.201
	Huichas	809	497
	Villa O´Higgins	1.027	323
	Amengual- La Tapera	509	276
	TOTAL	7.652	4.803

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 (la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros y el punto V del Análisis de Riesgo de la Sociedad son complementarios a este punto):

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde la actividad debe sujetarse a normas y estándares dictados por la autoridad y además existen procesos de fijación tarifaria para la distribución y transmisión de energía, así como la generación en los sistemas medianos como los atendidos por la filial Edelaysen.

En los procesos de fijación tarifaria, la autoridad fija las tarifas en base a normas dictadas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Ésta 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 tarificados.

El riesgo de este ítem está asociado principalmente a los cambios que puede impulsar la autoridad en la regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

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.

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 requieran.

b) Fijación de tarifas de Generación

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

de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados 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", la 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, éste debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro con el comercializador 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.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando 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.

c) Fijación de tarifas de Distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que rige desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

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 (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio. Esta fijación implicó un aumento en los ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 1,6% para el año 2017 (comparado con los ingresos de ese mismo año sin cambio de tarifa).

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se esperan nuevas tarifas para el transcurso del año 2018, mediante la publicación del Decreto respectivo. Actualmente está vigente el decreto del proceso anterior, publicado el 14 de marzo de 2014.

Cabe mencionar que en diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo. No obstante, gran parte de estos estándares serán exigibles una vez su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución. Durante el año 2018 se espera una nueva fijación tarifaria que permita a las empresas costear estas nuevas exigencias.

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 (ex-subtransmisión)

De acuerdo con 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.

Mediante la Ley N°20.805 publicada el año 2015, se extendió la aplicación del DS N°14 que fijaba las tarifas de transmisión zonal para el período 2011-2014 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 el servicio de Transmisión, principalmente Zonal. En especial, se estableció un régimen tarifario para el período 2018-2019, que permite establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 y respecto del cual se espera que el respectivo decreto tarifario sea publicado a principios del 2018. La misma Ley establece un régimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización de instalaciones que sean calificadas como Zonal, aplicable desde el año 2020 en adelante.

e) Fijación de tarifas de Transmisión Nacional (ex-troncal)

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 las tarifas de los clientes finales. Con respecto a la tarifa, para las instalaciones construidas como resultado de los procesos de licitación mandatados producto de los Planes de Expansión definidos por la Autoridad, ella se establecerá por 20 años desde su puesta en operación en función de los valores ofertados por las empresas licitantes, mientras que para el resto de las instalaciones existentes o pasados los 20 años de las obras licitadas, su tarifa se determinará cada 4 años como parte de un proceso reglado de valorización, y cuyo primer proceso deberá establecer las tarifas del período 2020-2023.

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, 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 SAESA y 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.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la Transmisión, tanto Nacional como 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, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

a) Contratos de suministro a clientes regulados

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 abastecimiento está respaldado por estos contratos como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizadas coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

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 que permiten el traspaso de excedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigor 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 estos antecedentes, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, 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, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

b) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) 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 o retraso de construcción de proyectos de generación.
Sin embargo, estos riesgos se ven aminorados debido a que:

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante 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

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 detalle de la administración de los riesgos financieros relacionados con el financiamiento, los activos financieros, los plazos de recuperación de estos, así como el costo y la variabilidad de los fondos, es decir riesgo de crédito, de liquidez y de mercado, se encuentra en la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros.

Gestión Financiera

UTILIDAD LIQUIDA 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°1.945 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 2017 asciende a M$35.386.164.-

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	28-05-2014	0,00089842	2013
Final N°7	27-05-2015	0,00295712	2014
Final N°8	24-05-2016	0,00237299	2015
Final N°9	27-05-2017	0,00221825	2016

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M$
Utilidad Líquida Distribuible Ejercicio 2017	35.386.164
Utilidad a Distribuir A pagar dividendo final N°10	**21.231.698**

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final Nº10 de $0,002357668 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017. Este dividendo representa un 60% de la utilidad.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 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 2017 sería la siguiente:

	M$
Capital emitido	304.501.634
Ganancias acumuladas	74.150.377
Otras reservas	22.207.101
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	400.859.112

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:

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO (M$)

	Saesa y Filiales	
	2017	2016
Jorge Lesser García Huidobro	32.814	32.933
Iván Diaz Molina	32.816	32.527
TOTAL	**65.630**	**65.460**

Durante el año 2017 y 2016, 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$31.881 al 31 de diciembre de 2017.

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 treinta y tres Subgerentes. En 2016, un Gerente General, trece Gerentes de Área y veintiséis 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 2017:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

	AÑO 2017				AÑO 2016
MM$	SAESA	STS	EDELAYSEN	TOTAL	TOTAL
REMUNERACIONES FIJAS	2.976	98	64	3.138	2.877
INCENTIVOS VARIABLES	1.422	43	21	1.486	1.387
Total	4.398	141	85	4.624	4.264

En el año 2017 las indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad y sus filiales ascendieron a MM$188. Durante 2016, ascendieron a MM$182.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	SAESA	STS	EDELAYSEN	LUZ OSORNO	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	33	2	1	0	36
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	313	72	43	14	442
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	118	22	48	6	194
TOTAL	464	96	92	20	672

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

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

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

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

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad posee pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. 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 2017, la información esencial de la Sociedad fue la siguiente:

1. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2017, se acordó el pago de un dividendo final de $0,0022182480 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016. El dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 9.005.380.049.737, lo que significó un pago total de M$19.976.166 por este concepto.

2. En sesión celebrada con fecha 15 de mayo de 2017, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

3. En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 14 de diciembre de 2017, los accionistas de la Sociedad aprobaron otorgamiento por parte de esta última de una prenda sin desplazamiento sobre las acciones que la Sociedad mantiene en Eletrans S.A. Dicha prenda sería otorgada a favor de Banco de Chile, en su calidad de Agente de Garantías, y tendría por objeto garantizar las obligaciones de Eletrans S.A. emanadas de un financiamiento a ser efectuado mediante la emisión internacional y venta a inversionistas privados de títulos de deuda garantizados preferentemente, por la cantidad total de 180 millones de dólares de los Estados Unidos de América, bajo la regla 4(a)(2) de la Securities Act of 1933 o ley de valores de los Estados Unidos de América.

Declaración de Responsabilidad

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

Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9

PRESIDENTE

Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

VICEPRESIDENTE

Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

DIRECTOR TITULAR

Ben Hawkins / Extranjero

DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell / Extranjera

DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell / Extranjero

DIRECTOR TITULAR

Dale Burgess / Extranjero

DIRECTOR TITULAR

Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

Estados Financieros

Luz Osorno

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M$ 10.557.505
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A: 99,9% (Indirecta)

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, Enel, Caren, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelumpen, Santiago Solar, Aela, Abengoa, Ibereólica, SCBII y Amunche Solar. Sin embargo, en el corto plazo se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro. La comisión Nacional de Energía (CNE) ha impulsado procesos de licitación conjunta para la demanda regulada de distribuidoras abastecidas del SIC. Es así como producto de uno de los procesos en diciembre de 2014 se adjudicó el 91% de las energías licitadas quedando un 9% sin adjudicar, la cual se consideraría en futuras licitaciones.

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

- Proceso 2015/02 (enero 2017 – diciembre 2036) firmado durante el primer semestre del 2016. Adjudicado el 2015, el 100% de lo licitado.
- Proceso 2015/01 (enero 2021 – diciembre 2041) firmado durante el primer semestre del 2017. Adjudicado el 2016, el 100% de lo licitado.

El año 2017 se realizó un nuevo proceso de licitación:

- Proceso 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2042) será firmado durante el primer semestre del 2018. Adjudicado el 2017, el 100% de lo licitado.

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

En el ejercicio 2017 se efectuaron inversiones por $1.417 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

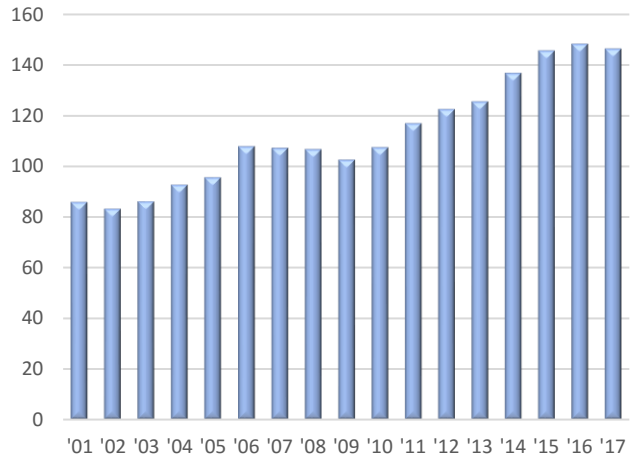
Luz Osorno representa un 2,17% del activo de Saesa.

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.

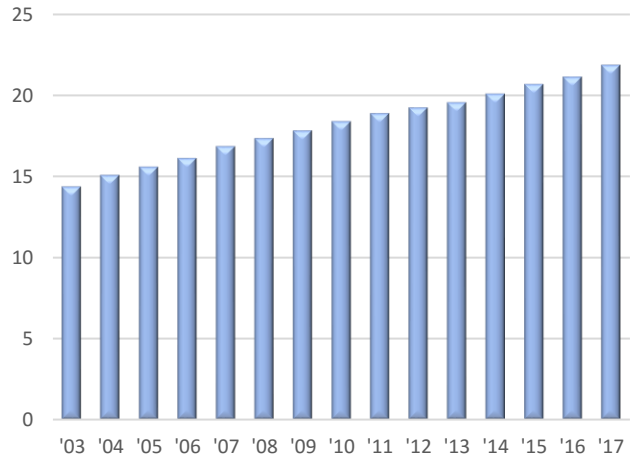
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

- VENTAS DE ENERGÍA en GWh



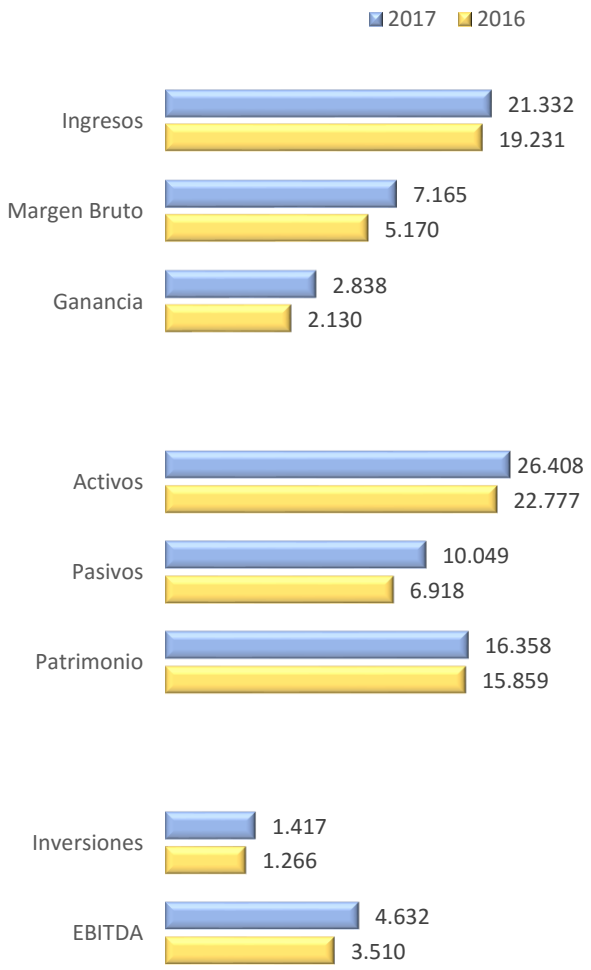
Las ventas de energía durante el 2017 alcanzaron los 146 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS en miles

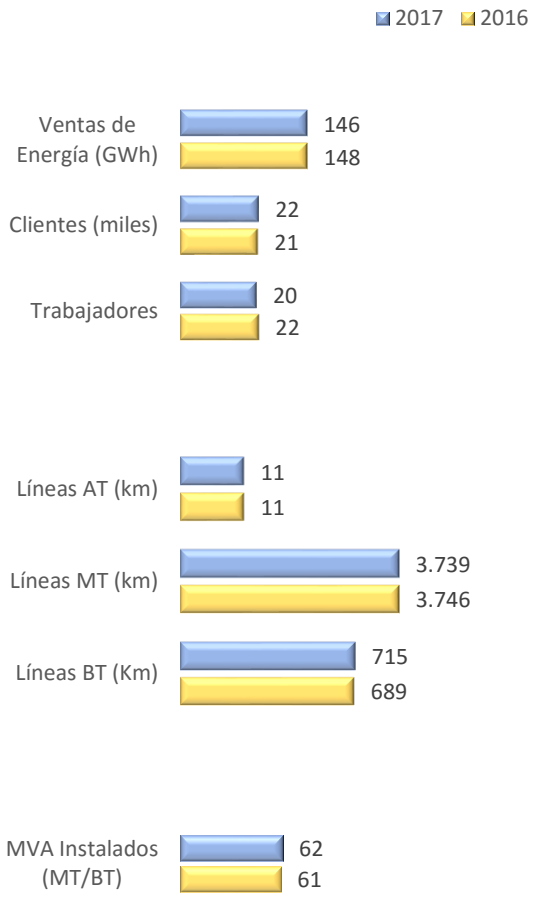


Luz Osorno al cierre del ejercicio 2017 atendía a aproximadamente 22 mil clientes.

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES



STS

Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M$32.135.483
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 99,9% (Directa e Indirecta)

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 2017, STS realizó inversiones por MM$23.149, destinadas a nuevos proyectos y a optimizar sus actuales instalaciones.

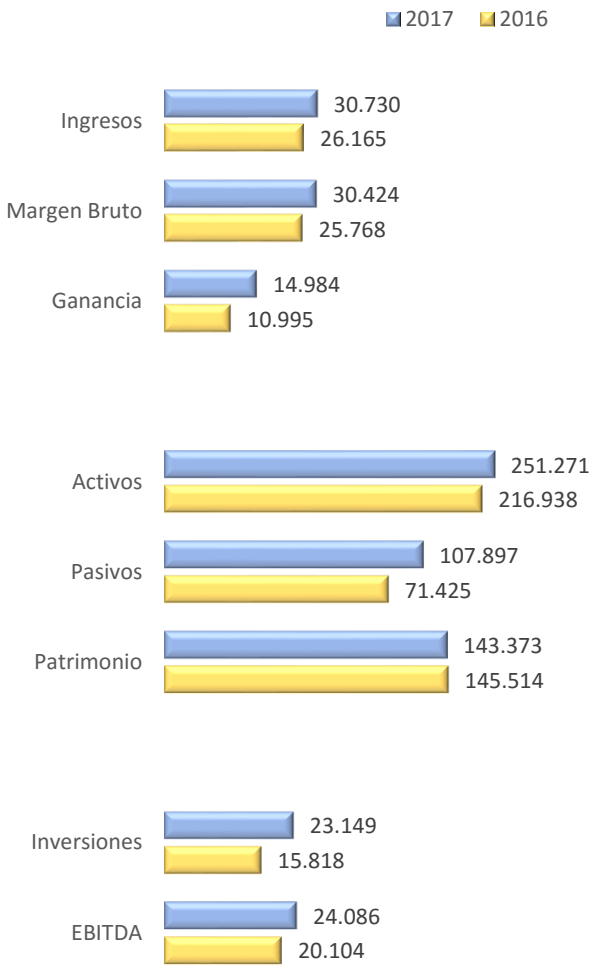
STS representa un 19,73% del activo de Saesa.

Transacciones con partes relacionadas

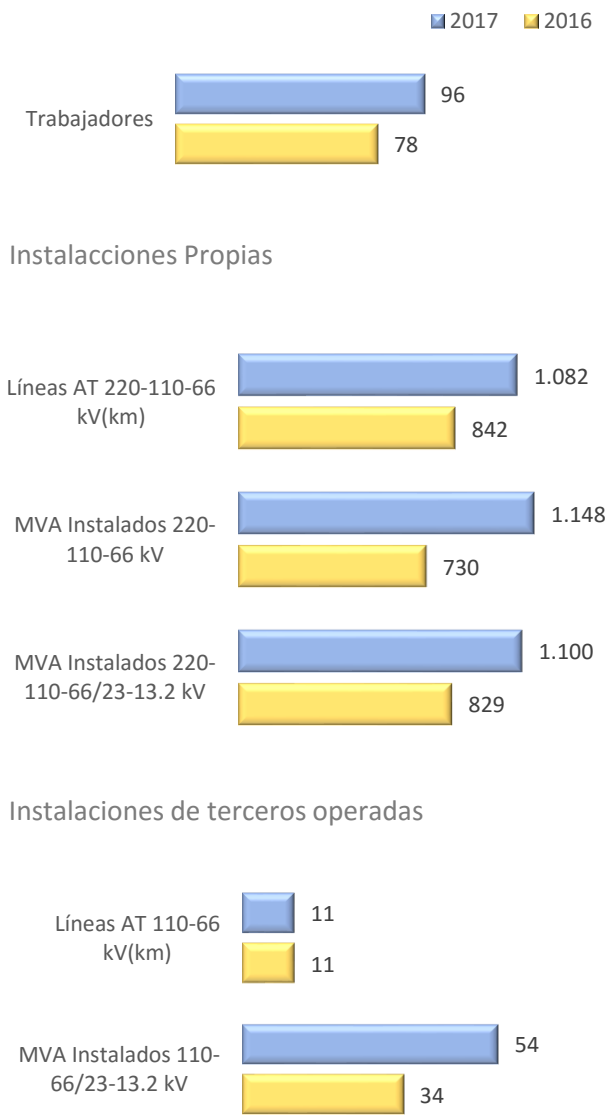
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas está la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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 CONSOLIDADOS (MM$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES



SGA

SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A

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 y 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 2017 la Sociedad obtuvo un EBITDA de MM$1.053.-

SGA representa un 0,63% 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 los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
ACTIVOS		
Activos Corrientes	7.664.307	8.604.867
Activos No Corrientes	489.093	146.879
TOTAL ACTIVOS	8.153.400	8.751.746

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	3.425.026	3.154.364
Pasivos No Corrientes	-	-
TOTAL PASIVOS	3.425.026	3.154.364
TOTAL PATRIMONIO NETO	4.728.374	5.597.382
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	8.153.400	8.751.746

ESTADOS DE RESULTADO INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Margen Bruto	1.094.452	694.746
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	1.739.411	1.257.945
Impuesto a las Ganancias	(284.938)	(182.051)
GANANCIA	1.454.473	1.075.894

ESTADOS DE FLUJOS EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(296.400)	1.185.182
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	2.303.622	(6.038.104)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.740.419)	0
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2	2
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	266.805	(4.852.920)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	85.448	4.938.368
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	352.253	85.448

ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Saldo Inicial Reexpresado	5.597.382	5.174.266
Cambios en Patrimonio	(869.008)	423.116
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL	4.728.374	5.597.382

Edelaysen

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M$37.005.894
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 93,22% (Indirecta)

Edelaysen 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 cuatro sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins y Amengual-La Tapera; y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, Edelaysen 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.

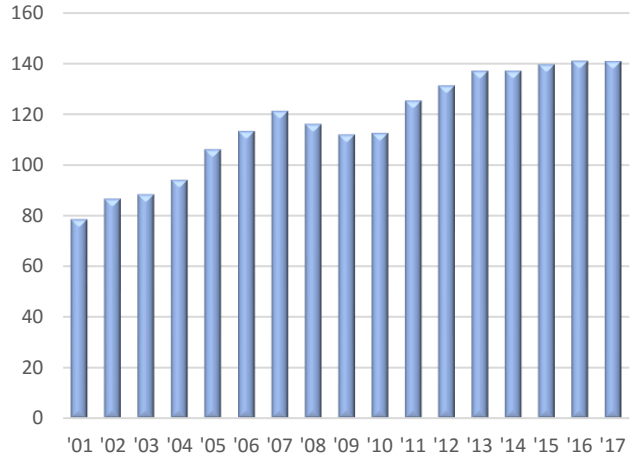
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM $4.440 durante el año 2017.

Edelaysen representa un 9,65% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

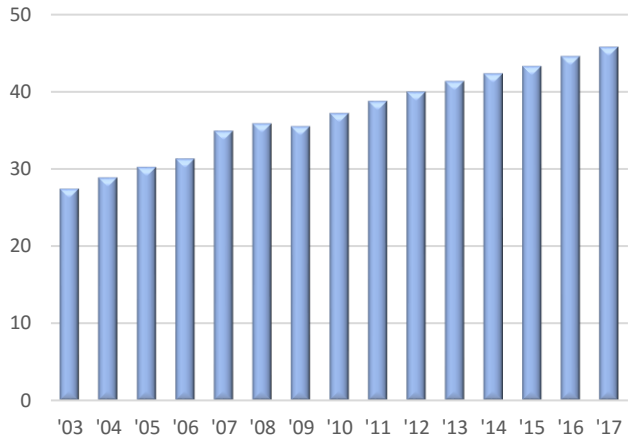
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

- VENTAS DE ENERGÍA en GWh



Las ventas de energía durante el 2017 alcanzaron los 141 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS en miles

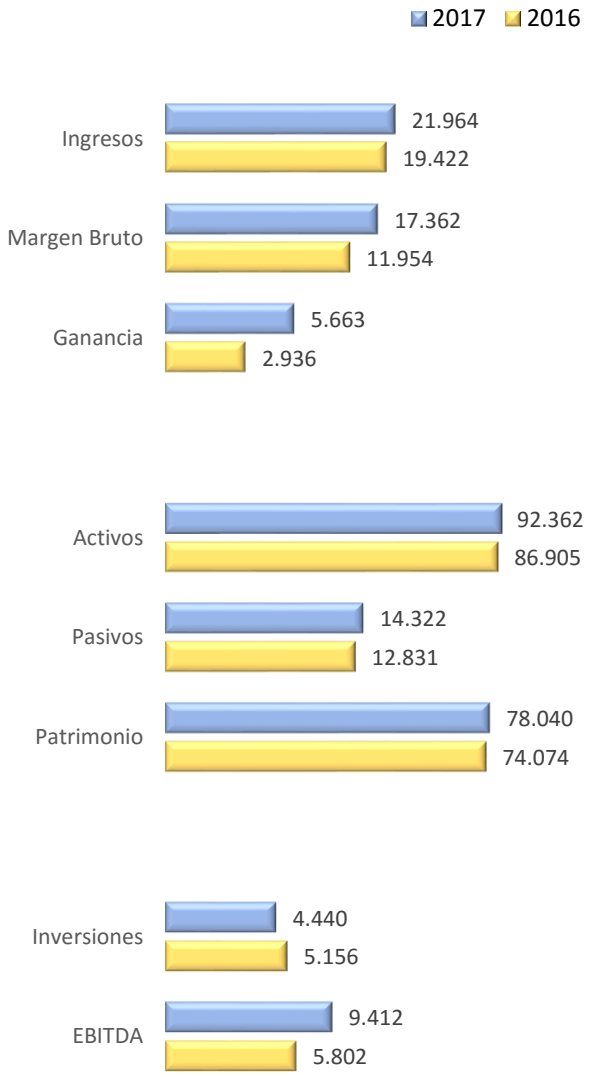


Edelaysen al cierre del ejercicio 2017 atendía a 46 mil clientes.

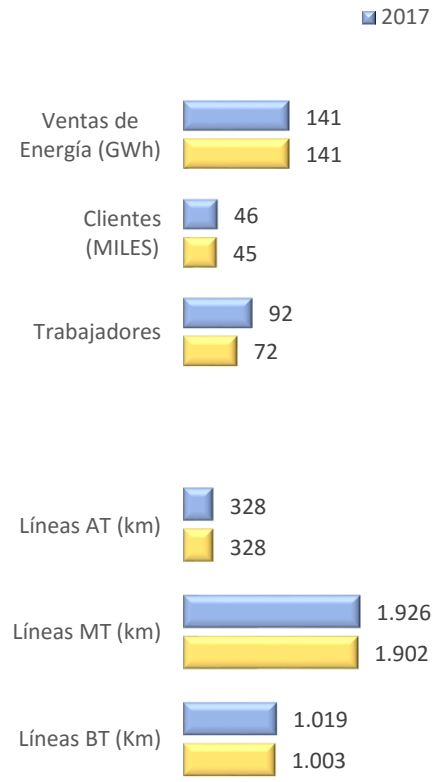
- CAPACIDAD DE CENTRALES

	MW	Cantidad Centrales
Eólica	3,8	1
Hidroeléctrica	24,6	7
Diésel	39,9	19
Total	68,3	27

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM$)



CIFRAS OPERACIONALES



STN

SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M$16.630.018
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 100% (Indirecta)

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

Posteriormente, en enero de 2017, Alumini Ingeniería Ltda., vende su participación accionaria a Sistema de Transmisión del Sur S.A.

De esta forma la participación de Saesa en la sociedad es de un 90%, mientras que la participación de Sistema de Transmisión del Sur S.A es de un 10%.

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 2016.

STN al cierre del ejercicio 2017 realizó inversiones por MM$84.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
ACTIVOS		
Activos Corrientes	2.883.617	12.540.594
Activos No Corrientes	41.527.533	45.437.325
TOTAL ACTIVOS	44.411.150	57.977.919

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	24.247.186	56.250.751
Pasivos No Corrientes	3.126.445	884.725
TOTAL PASIVOS	27.373.631	57.135.476
TOTAL PATRIMONIO NETO	17.037.519	842.443
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	44.411.150	57.977.919

ESTADOS DE RESULTADO INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Margen Bruto	6.698.470	4.012.083
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	2.050.023	1.242.039
Impuesto a las Ganancias	(520.186)	(303.251)
GANANCIA	1.529.837	938.788

ESTADOS DE FLUJOS EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	15.345.601	(1.075.491)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(71.978)	(18.965.680)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(14.939.014)	19.654.238
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(15.987)	(14.740)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	318.622	(401.673)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.881	403.554
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	320.503	1.881

ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Saldo Inicial Reexpresado	842.443	(463.226)
Cambios en Patrimonio	16.195.076	1.305.669
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL	17.037.519	842.443

STC

SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.

Naturaleza jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M$23.238.005
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 50,1% (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%, mientras que en Eléctrica la Puntilla es de 49,9%. Actualmente STC se encuentra desarrollando el Proyecto de transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez puesta en servicio.

STC al cierre del ejercicio 2017 realizo inversiones por MM$12.873.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
ACTIVOS		
Activos Corrientes	5.011.947	3.205.051
Activos No Corrientes	42.993.522	33.644.359
TOTAL ACTIVOS	48.005.469	36.849.410

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	25.723.805	12.822.190
Pasivos No Corrientes	16.006	9.907
TOTAL PASIVOS	25.739.811	12.832.097
TOTAL PATRIMONIO NETO	22.265.658	24.017.313
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	48.005.469	36.849.410

ESTADOS DE RESULTADO INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Margen Bruto	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO	296.078	(27.040)
Impuesto a las Ganancias	(58.051)	39.753
GANANCIA	238.027	12.713

ESTADOS DE FLUJOS EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	(48.293)	(68.451)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(13.873.093)	(13.798.379)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	13.910.943	13.814.313
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(4.062)	14
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	(14.505)	(52.503)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	15.735	68.238
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	1.230	15.735

ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Saldo Inicial Reexpresado	24.017.313	11.844.161
Cambios en Patrimonio	(1.751.655)	12.173.152
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL	22.265.658	24.017.313

SATT S.A

SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.

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 0,19% del activo de Saesa.

Durante el ejercicio 2017 SATT realizó inversiones por MM$22.786.-

ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA CLASIFICADO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
ACTIVOS		
Activos Corrientes	6.971.687	2.357.390
Activos No Corrientes	32.240.435	12.045.190
TOTAL ACTIVOS	39.212.122	14.402.580

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	37.746.505	13.964.955
Pasivos No Corrientes	60.695	23.034
TOTAL PASIVOS	37.807.200	13.987.989
TOTAL PATRIMONIO NETO	1.404.922	414.591
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	39.212.122	14.402.580

ESTADOS DE RESULTADO INTEGRALES POR NATURALEZA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Margen Bruto	980.842	109.564
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO	1.091.803	53.048
Impuesto a las Ganancias	(255.940)	(33.354)
GANANCIA	835.863	19.694

ESTADOS DE FLUJOS EFECTIVO DIRECTO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	803.742	(27.635)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(23.943.953)	(12.965.475)
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	23.142.698	12.652.122
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	768	(11.854)
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO	3.255	(352.842)
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	2.948	355.790
EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO AL FINAL DEL AÑO	6.203	2.948

ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO NETO (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016)

M$	31-DIC-2017	31-DIC-2016
Saldo Inicial Reexpresado	414.591	355.472
Cambios en Patrimonio	990.331	59.119
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL	1.404.922	414.591

INFORMACIÓN RESUMIDA DE NEGOCIOS CONJUNTOS

ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado ELETRANS S.A.: MUS$39.044

Capital Suscrito y Pagado ELETRANS II S.A.: MUS$1.000

Capital Suscrito y Pagado ELETRANS III S.A.: MUS$2.000

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

Directorio:

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

Directores Suplentes ELETRANS S.A. y ELETRANS II S.A.:

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

Directores Suplentes ELETRANS III S.A.:

Jorge Lesser García Huidobro, Rut 6.443.633-3 / Marcelo Luengo Amar, 7.425.589-2 / Víctor Vidal Villa, Rut 9.987.057-5/ Ben Kawkins, Extranjero / José Lau, Extranjero / Alex Hernández, Extranjero.

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

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., y en junio de 2017 la sociedad denominada ELETRANS III S.A., todas 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., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., tienen como principal objeto social, exclusivamente, la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados

a la transmisión y transformación de energía eléctrica. El segmento de mercado principal de la Sociedad es la Transmisión Troncal, prestando servicios de transmisión de energía a empresas generadores que mantienen contratos de suministro con empresas distribuidoras o clientes libres.

ELETRANS S.A., representa un 1,32% del activo de SAESA mientras que ELETRANS III S.A. representa un 0,08%. Eletrans II S.A., no representan un porcentaje del activo de Saesa por tener patrimonio negativo.

Estado de Situación Financiera ELETRANS S.A. (moneda funcional dólar)

ACTIVOS	31/12/2017 MUSD	31/12/2016 MUSD	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
ACTIVOS CORRIENTES	22.294	14.598	13.705.237	9.772.923
ACTIVOS NO CORRIENTES	150.600	121.453	92.581.350	81.309.140
TOTAL ACTIVOS	**172.894**	**136.051**	**106.286.587**	**91.082.063**

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2017 MUSD	31/12/2016 MUSD	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
PASIVOS CORRIENTES	140.439	147.652	86.334.875	98.848.584
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-	-	-
PATRIMONIO	32.455	(11.601)	19.951.711	(7.766.521)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**172.894**	**136.051**	**106.286.587**	**91.082.063**

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2017 al 31/12/2017 MUSD	01/01/2016 al 31/12/2016 MUSD	01/01/2017 al 31/12/2017 M$	01/01/2016 al 31/12/2016 M$
Ingresos de actividades ordinarias	13.358	9.343	8.211.831	6.254.858
Costo de ventas	(2.992)	(2.023)	(1.839.332)	(1.354.338)
Gastos de administración	(766)	(679)	(470.899)	(454.570)
Otros ingresos (pérdidas)	6	(28)	3.689	(18.745)
Ingresos financieros	482	3.455	296.310	2.313.019
Costos financieros	(5.047)	(4.902)	(3.102.643)	(3.281.742)
Capitalización de intereses	2.169	1.495	1.333.393	1.000.858
Diferencias de cambio	(1.108)	(3.795)	(681.143)	(2.540.639)
Resultado por unidades de reajuste	5	386	3.074	258.415
Ganancia , antes de impuestos	**6.107**	**3.252**	**3.754.278**	**2.177.116**
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	(1.755)	(1.034)	(1.078.886)	(692.232)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	**4.352**	**2.218**	**2.675.392**	**1.484.884**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-	-
Ganancia	**4.352**	**2.218**	**2.675.392**	**1.484.884**

Estado del Resultado Integral	01/01/2017 al 31/12/2017 MUSD	01/01/2016 al 31/12/2016 MUSD	01/01/2017 al 31/12/2017 M$	01/01/2016 al 31/12/2016 M$
Ganancia	**4.352**	**2.218**	**2.675.392**	**1.484.884**
Otro resultado integral				
Coberturas del flujo de efectivo				
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	2.189	3.045	1.345.688	1.465.470
Otro resultado integral. antes de Impuestos. coberturas del flujo de efectivo	**2.189**	**3.045**	**1.345.688**	**1.465.470**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(485)	(676)	(298.154)	(452.562)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	**(485)**	**(676)**	**(298.154)**	**(452.562)**
Otro Resultado Integral	**1.704**	**2.369**	**1.047.534**	**1.585.974**
Resultado Integral Total	**6.056**	**4.587**	**3.722.926**	**3.070.859**

Estado de Situación Financiera ELETRANS II S.A. (moneda funcional dólar)

ACTIVOS	31/12/2017 MUSD	31/12/2016 MUSD	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
ACTIVOS CORRIENTES	18.286	11.512	11.241.319	7.706.939
ACTIVOS NO CORRIENTES	49.341	40.178	30.332.380	26.897.966
TOTAL ACTIVOS	**67.627**	**51.690**	**41.573.698**	**34.604.904**

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2017 MUSD	31/12/2016 MUSD	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
PASIVOS CORRIENTES	70.744	53.433	43.489.874	35.771.791
PASIVOS NO CORRIENTES	87	3.159	53.483	2.114.856
PATRIMONIO	(3.204)	(4.902)	(1.969.659)	(3.281.742)
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**67.627**	**51.690**	**41.573.698**	**34.604.904**
	-	-	-	-

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2017 al 31/12/2017 MUSD	01/01/2016 al 31/12/2016 MUSD	01/01/2017 al 31/12/2017 M$	01/01/2016 al 31/12/2016 M$
Otros ingresos	73	-	44.877	-
Gastos de administración	(27)	(21)	(16.598)	(14.059)
			-	-
Ingresos financieros	184	50	113.114	33.474
Costos financieros	(2.489)	(1.648)	(1.530.113)	(1.103.287)
Capitalizacíón de intereses	1.740	1.230	1.069.665	823.448
Diferencias de cambio	(204)	(685)	(125.409)	(458.587)
			-	-
Pérdida, antes de impuestos	**(723)**	**(1.074)**	**(444.464)**	**(719.011)**
Ingresos por impuestos, operaciones continuadas	196	290	120.491	194.146
Pérdida procedente de operaciones continuadas	**(527)**	**(784)**	**(323.973)**	**(524.864)**
Pérdida procedente de operaciones discontinuadas	**-**	**-**	-	**-**
Pérdida	**(527)**	**(784)**	**(323.973)**	**(524.864)**

Estado del Resultado Integral	01/01/2017 al 31/12/2017 MUSD	01/01/2016 al 31/12/2016 MUSD	01/01/2017 al 31/12/2017 M$	01/01/2016 al 31/12/2016 M$
Pérdida	(527)	(784)	(323.973)	(524.864)
Otro resultado integral				
Coberturas del fluio de efectivo				
Ganancias por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos	3.049	3.858	1.874.373	2.582.815
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo	**3.049**	**3.858**	**1.874.373**	**2.582.815**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	(824)	(1.041)	(506.554)	(696.918)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período	**(824)**	**(1.041)**	**(506.554)**	**(696.918)**
Otro Resultado Integral	**2.225**	**2.817**	**1.367.819**	**1.885.897**
Resultado Integral Total	**1.698**	**2.033**	**1.043.846**	**1.361.033**

Estado de Situación Financiera ELETRANS III S.A. (moneda funcional dólar)

ACTIVOS	31/12/2017 MUSD	31/12/2017 M$
ACTIVOS CORRIENTES	1.222	751.225
ACTIVOS NO CORRIENTES	835	513.316
TOTAL ACTIVOS	**2.057**	**1.264.541**

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2017 MUSD	31/12/2017 M$
PASIVOS CORRIENTES	27	16.598
PASIVOS NO CORRIENTES	-	-
PATRIMONIO	2.030	1.247.943
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**2.057**	**1.264.541**
	-	-

Estado de Resultados Integrales Ganancia (pérdida)	01/01/2017 al 31/12/2017 MUSD	01/01/2017 al 31/12/2017 M$
Otros ingresos	-	-
Gastos de administración	(5)	(3.074)
Ingresos financieros	5	3.074
Diferencias de cambio	41	25.205
Ganancia, antes de impuestos	**41**	**25.205**
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	(11)	(6.762)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	**30**	**18.443**
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	**-**	**-**
Ganancia	**30**	**18.443**

Estado del Resultado Integral	01/01/2017 al 31/12/2017 MUSD	01/01/2017 al 31/12/2017 M$
Ganancia	**30**	**18.443**
Resultado Integral Total	**30**	**18.443**

Estados Financieros Clasificados Consolidados

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

En miles de pesos – M$

Chacabuco 485, Piso 7
Concepción,
Chile
Fono: (56-41) 291 4055
Fax: (56-41) 291 4066
e-mail: concepcionchile@deloitte.com

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

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 2017 y 2016 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.

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/cl/acercade la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.

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 2017 y 2016 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 21, 2018

Raúl Aguirre G.
RUT: 7.572.405-5

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(En miles de pesos – M$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	14.827.365	12.769.042
Otros activos financieros corrientes	7	703.435	89.341
Otros activos no financieros corrientes		493.986	984.998
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	8	94.900.719	82.145.955
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	13.638.120	1.861.591
Inventarios corrientes	10	12.394.542	11.735.101
Activos por impuestos corrientes, corriente	11	17.100.053	19.319.071
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		**154.058.220**	**128.905.099**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**154.058.220**	**128.905.099**
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos no financieros no corrientes		176.644	200.808
Cuentas por cobrar no corrientes	8	6.891.512	8.538.700
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	34	10.599.565	-
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	12	43.769.229	45.162.057
Plusvalía	13	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	14	513.392.978	459.793.190
Activos por impuestos diferidos	15	9.895.944	7.948.455
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**759.141.878**	**696.059.216**
TOTAL ACTIVOS		**913.200.098**	**824.964.315**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(En miles de pesos – M$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	16	77.808.871	29.589.859
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	76.219.315	56.344.941
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	88.901.003	91.299.154
Otras provisiones corrientes	19	3.802.778	1.977.892
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	11	4.281.266	3.198.188
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	19	5.347.649	4.847.755
Otros pasivos no financieros corrientes	20	26.718.000	18.507.030
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluídos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**283.078.882**	**205.764.819**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**283.078.882**	**205.764.819**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	16	149.194.542	154.582.896
Pasivo por impuestos diferidos	15	34.990.639	24.019.046
Otros pasivos no financieros no corrientes	20	10.330.570	15.121.107
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	19	6.891.637	6.186.918
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**201.407.388**	**199.909.967**
TOTAL PASIVOS		**484.486.270**	**405.674.786**
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	304.501.634	304.501.634
Ganancias acumuladas	21	84.766.226	72.921.665
Otras reservas	21	22.207.101	23.930.841
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora		**411.474.961**	**401.354.140**
Participaciones no controladoras	21	17.238.867	17.935.389
TOTAL PATRIMONIO		**428.713.828**	**419.289.529**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**913.200.098**	**824.964.315**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(En miles de pesos – M$)

Estado de Resultados Integrales **Ganancia**	**Nota**	**01/01/2017 al 31/12/2017** **M$**	**01/01/2016 al 31/12/2016** **M$**
Ingresos de actividades ordinarias	22	336.133.050	312.699.173
Otros ingresos	22	41.443.547	28.961.392
Materias primas y consumibles utilizados	23	(231.841.555)	(225.935.074)
Gastos por beneficios a los empleados	24	(18.959.737)	(17.072.029)
Gasto por depreciación y amortización	25	(19.591.964)	(18.706.973)
Otros gastos, por naturaleza	26	(48.640.230)	(35.977.928)
Otras ganancias (pérdidas)		270.283	(246.506)
Ingresos financieros	27	549.538	1.148.061
Costos financieros	27	(8.541.157)	(7.583.821)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	34	1.229.520	476.123
Diferencias de cambio	27	(369.965)	(1.493.292)
Resultados por unidades de reajuste	27	(2.976.791)	(4.195.587)
Ganancia, antes de impuestos		**48.704.539**	**32.073.539**
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	15	(12.730.185)	(8.209.747)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		**35.974.354**	**23.863.792**
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		**35.974.354**	**23.863.792**
Ganancia, atribuible a			
Propietarios de la controladora		35.386.164	23.501.372
Participaciones no controladoras	21	588.190	362.420
Ganancia		**35.974.354**	**23.863.792**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(En miles de pesos – M$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2017 al 31/12/2017 M$	01/01/2016 al 31/12/2016 M$
Ganancia		**35.974.354**	**23.863.792**
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	19	**(51.666)**	**(162.148)**
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		**(51.666)**	**(162.148)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Pérdidas (ganancias) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos		**(3.972.095)**	**(1.217.471)**
Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión		**(3.972.095)**	**(1.217.471)**
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de Impuestos		**643.857**	**2.013.123**
Otro resultado integral, antes de Impuestos, coberturas del flujo de efectivo		**643.857**	**2.013.123**
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		**824.932**	**2.209.569**
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		**824.932**	**2.209.569**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	15	**25.015**	**43.780**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		**25.015**	**43.780**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral (diferido)	15	**10.966**	**(484.069)**
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral (corriente)	15	**(174.858)**	**-**
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		**(163.892)**	**(484.069)**
Otro Resultado Integral		**(2.693.849)**	**2.402.784**
Resultado Integral Total		**33.280.505**	**26.266.576**
Resultado integral atribuible a			
Propietarios de la Controladora		33.662.424	25.339.268
Participaciones No Controladoras		(381.919)	927.308
Resultado Integral Total		**33.280.505**	**26.266.576**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de cambios en el patrimonio neto
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016
(En miles de pesos – M$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto				Cambio en otras reservas										
	Capital emitido M$	Primas de emisión M$	Otras participaciones en el patrimonio M$	Superavit de Revaluación M$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M$	Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición de activos financieros disponibles para la venta M$	Otras reservas varias M$	Otras reservas M$	Ganancias acumuladas M$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M$	Participaciones no controladoras M$	Toal Patrimonio Neto M$
Saldo Inicial al 01/01/2017	**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**
Ajustes de Periodos Anteriores														
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	304.501.634	-	-	-	1.143.449	(1.305.785)	(864.718)	-	24.957.895	23.930.841	72.921.665	401.354.140	17.935.389	419.289.529
Cambios en patrimonio														
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.386.164	35.386.164	588.190	35.974.354
Otro resultado integral	-	-	-	-	(3.479.135)	1.782.068	(26.673)		-	(1.723.740)	-	(1.723.740)	(970.109)	(2.693.849)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.662.424	(381.919)	33.280.505
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.541.603)	(23.541.603)	-	(23.541.603)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(314.603)	(314.603)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(3.479.135)	1.782.068	(26.673)	-	-	(1.723.740)	11.844.561	10.120.821	(696.522)	9.424.299
Saldo Final al 31/12/2017	**304.501.634**	-	-	-	**(2.335.686)**	**476.283**	**(891.391)**	-	**24.957.895**	**22.207.101**	**84.766.226**	**411.474.961**	**17.238.867**	**428.713.828**

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

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 2017 y 2016
(En miles de pesos – M$)

Estado de flujos de efectivo método directo	Nota	01/01/2017 al 31/12/2017 M$	01/01/2016 al 31/12/2016 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		**441.982.001**	**445.955.461**
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		441.825.220	444.710.574
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		-	1.129.677
Otros cobros por actividades de operación		156.781	115.210
Clases de pagos		**(341.880.268)**	**(362.747.931)**
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(318.447.336)	(341.875.269)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(15.437.972)	(12.879.541)
Otros pagos por actividades de operación		(7.994.960)	(7.993.121)
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de operación		90.000	-
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.562.035)	(521.683)
Otras entradas (salidas) de efectivo		7.268.382	1.016.306
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**105.898.080**	**83.702.153**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		(13.085.096)	-
Préstamos a entidades relacionadas		(13.975.061)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo,clasificados como actividades de inversión		6.520	11.787
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(91.642.940)	(88.875.752)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(7.465.152)	(7.680.851)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		7.820.724	6.853.931
Cobros a entidades relacionadas		6.141.833	-
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		567.337	683.129
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(111.631.835)**	**(89.007.756)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	100.308
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		**203.000.000**	**40.000.000**
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		203.000.000	40.000.000
Préstamos de entidades relacionadas		46.691.121	107.490.740
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(163.423.462)	(28.269.963)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(50.325.670)	(93.950.861)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(20.113.756)	(21.451.900)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(8.045.581)	(7.819.728)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**7.782.652**	**(3.901.404)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		2.048.897	(9.207.007)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		**9.426**	**(13.241)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		9.426	(13.241)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**2.058.323**	**(9.220.248)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		12.769.042	21.989.290
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	**6**	**14.827.365**	**12.769.042**

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....15
2.9 Compensación de saldos y transacciones....16
2.10 Propiedades, planta y equipo....16
2.11 Activos intangibles....17
2.11.1 Plusvalía comprada....17
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....20
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....24
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....30
3.2 Transmisión....31
3.3 Distribución....31
3.4 Marco regulatorio....32
3.4.1 Aspectos generales....32
3.4.2 Ley Tokman....32
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 LGSE....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 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar 43
9 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas 47
9.1 Accionistas 47
9.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas 47
9.3 Directorio y personal clave de la gerencia 49
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 corrientes 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 73
22 Ingresos 74
23 Materias Primas y Consumibles Utilizados 74
24 Gastos por Beneficios a los Empleados 75
25 Gasto por Depreciación, Amortización 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 Inversiones contabilizadas usando el método de la participación 88
35 Información Adicional Sobre Deuda Financiera 89
36 Moneda Extranjera 91
37 Sanciones 92
38 Hechos Posteriores 92

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 1.072, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex 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 CEN-SEN y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial STS desarrolla principalmente actividades de transmisión en las regiones de Bio Bio, 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.

La filial STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta 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 Eléctrico Nacional (SEN).

La filial STC, que tiene el mismo giro de STN, está en proceso de construcción de sus sistemas de Transmisión Dedicada y corresponde a la línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián – Ancoa entre las regiones del Maule y del Bio-Bio la que será operada y administrada por STC una vez esté puesta en servicio.

La filial SATT también está en etapa de construcción de Proyecto Subestación Kimal (Crucero Encuentro), en el Sistema de Transmisión Nacional del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y actualmente también opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta y Atacama.

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 2017, 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 21 de marzo de 2018. 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 2017 y 2016.
- Los Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
- Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

2.4 Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales al 31 de diciembre de 2017 y 2016 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

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			
				31/12/2017			31/12/2016
				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	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	$ Chilenos	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%
CHILE	99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	USD	99,9000%	0,0000%	99,9000%	99,9000%
CHILE	76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	USD	90,0000%	10,0000%	100,0000%	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 TRANSMISIÓN 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 Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuadas.

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**	
	31/12/2017	**31/12/2016**
Eletrans S.A.	50%	50%
Eletrans II S.A.	50%	50%
Eletrans III S.A.	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 período, las diferencias entre el tipo de cambio contabilizado y el que está vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integral.

Asimismo, al cierre de cada período, 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 y en moneda reajustable (UF), son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, según el siguiente detalle:

	31/12/2017	31/12/2016
Dólar Estadounidense	614,75	669,47
Unidad de Fomento (UF)	26.798,14	26.347,98

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	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 27)	2.420.772	1.761.986
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,51%	3,52%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M$2.637.280 por el año terminado al 31 de diciembre de 2017 y a M$2.449.090 por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 (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 del rubro 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 :	
Líneas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipo de tecnologia de la información :	
Hardware	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 la nota 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

Los costos de investigación se reconocen como un gasto en el periodo en que se incurren. Los costos incurridos en proyectos de desarrollo se reconocen como activo intangible cuando se cumplen los criterios de reconocimiento:

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;
- La administración tiene intención de completar el activo intangible en cuestión, para usarlo o venderlo;
- Existe la capacidad para utilizar o vender el activo intangible;
- Es posible demostrar la forma en que el activo intangible vaya a generar probables beneficios económicos en el futuro;
- Existe disponibilidad de los adecuados recursos técnicos, financieros o de otro tipo, para completar el desarrollo y para utilizar o vender el activo intangible; y
- Es posible valorar, de forma fiable, el desembolso atribuible al activo intangible durante su desarrollo.

Otros costos de desarrollo se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos de desarrollo previamente reconocidos como un costo en resultado no se reconocen como un activo en un ejercicio o período posterior.

La Sociedad y sus filiales se encuentran trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que le permitan entre otras una interacción remota con sus clientes y equipos de la red a modo de facilitar la gestión energética, calidad del servicio y productos entregados a sus usuarios, además de otros proyectos de ERNC de generación híbrida en Sistemas Aislados.

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales han registrado gastos de investigación por un monto de M$315.733 al 31 de diciembre 2017 y M$0 al 31 de diciembre 2016, los que han sido contabilizados con cargo a resultados. Adicionalmente se ha incurrido en costos de desarrollo, los que han sido activados por M$214.226 al 31 de diciembre 2017. Al 31 de diciembre 2016 no hubo costos relevantes por este concepto.

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 período.

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 deudores 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 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, de haberlos 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 período correspondiente. La tasa de interés efectiva corresponde a la tasa que descuenta exactamente los flujos futuros de efectivo estimados por pagar (incluyendo todos los cargos sobre puntos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otros premios o descuentos), durante la vida esperada del pasivo financiero.

2.14.4 Derivados y operaciones de cobertura

La contratación de 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 de 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 período; 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 período. 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, 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 se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad sólo tiene 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 período, 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 5,16% 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 rubro 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 contabilizan 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 2017:

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
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (NIIF 12)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017.

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. 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 esta diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
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.
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Venta o aportación de activos entre un Inversionista 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. 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.	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
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 períodos 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 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Mejoras anuales ciclo 2015-2017 (enmiendas a NIIF 3, NIIF 11, NIC 12 y NIC 23)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
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
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

Respecto de NIIF 15, la Sociedad y sus filiales planean adoptar la nueva norma en la fecha requerida de aplicación obligatoria, el 1 de enero de 2018 aplicando la adopción modificada de forma prospectiva. NIIF 15 es un nuevo estándar de ingresos que reemplazará todos los requisitos actuales de reconocimiento de ingresos según NIIF, la Sociedad y sus filiales han realizado un trabajo de diagnóstico de los potenciales impactos en sus principales transacciones que generan ingresos, no detectando impactos significativos en los estados financieros consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

En relación con NIIF 9, la Sociedad y sus filiales adoptarán la nueva norma en la fecha requerida de aplicación obligatoria, el 1 de enero de 2018 aplicando la adopción modificada de forma prospectiva. Durante 2017 y comienzos de 2018, la Sociedad y sus filiales han estado realizando una evaluación de impacto de los tres aspectos relevantes de esta norma. Hasta la fecha en lo relacionado con a) clasificación y medición y b) contabilidad de cobertura no se prevén impactos

significativos. En lo correspondiente a registro de pérdidas crediticias, la Sociedad y sus filiales están evaluando el impacto con los antecedentes al cierre de 2017. Debido a que la Sociedad y sus filiales aplicarán el enfoque de transición modificado (no re-expresar la información comparativa), reconocerá cualquier efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo inicial en resultados acumulados en el Patrimonio.

La Sociedad y sus filiales se encuentran estudiando el impacto de la NIIF 16. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, la Sociedad y sus filiales estiman que no tendrán 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 del Coordinador Eléctrico Nacional, ("CEN"), quien reemplaza a los Centros 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 existían 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 ("SEN"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extienden desde Tal-Tal a Chiloé. Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Con fecha 21.11.17 se produjo la interconexión de ambos sistemas, generando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). 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 SEN 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 trasferencias 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 nacional). 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 Coordinador Eléctrico Nacional.

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.

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.

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 Nacional (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 CEN 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 8,8%. 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 préstamo en cuenta corriente por cobrar en dólares con sus filiales STN, STC y SATT por un monto de USD 38.781,11 mil dólares a diciembre 2017 (USD 41.519 mil dólares a diciembre 2016), para la construcción de sus activos.

Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad mantiene créditos en dólares con entidades financieras por USD 46.977.160.

Para evitar el descalce de estos créditos con su moneda funcional se tomaron futuros de moneda que fija, al vencimiento del crédito (30 de enero 2018 y 28 de marzo 2018), su valor en M$30.000.000 más intereses. La Sociedad tomó esta operación por su competitividad en el precio y no espera liquidarla antes de su cierre. (Ver nota 16.1)

Empresa	Fecha suscripción	Monto USD MUSD	Monto CLP M$	Fecha Expiración	31/12/2017 Nocional M$
SAESA	28/12/2017	16.207,46	9.963.533	28/03/2018	9.965.235
SAESA	06/12/2017	30.769,70	18.915.676	30/01/2018	18.938.138

4.1.1.1 Análisis de Sensibilidad

A continuación se muestra un cuadro comparativo para el año diciembre 2017 y diciembre 2016 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 (±)	31/12/2017 Abono / (Cargo)		31/12/2016 Abono / (Cargo)	
			Apreciación del $ (MM$)	Devaluación del $ (MM$)	Apreciación del $ (MM$)	Devaluación del $ (MM$)
SGA	Exceso de activos sobre pasivos	10	68.273	(68.273)	82.277	(82.277)
STN	Exceso de activos sobre pasivos	10	35.694	(35.694)	180.229	(180.229)
STC	Exceso de activos sobre pasivos	10	68.447	(68.447)	31.922	(31.922)
SATT	Exceso de activos sobre pasivos	10	55.788	(55.788)	16.930	(16.930)
		Totales	**228.201**	**(228.201)**	**311.358**	**(311.358)**

También para el año 2017 y 2016 se muestra una sensibilización del impacto en resultados en la Sociedad del préstamo en cuenta corriente en dólares que mantienen las filiales STN, STC y SATT 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 (±)	31/12/2017 Abono / (Cargo)		31/12/2016 Abono / (Cargo)	
			Apreciación del $ (MM$)	Devaluación del $ (MM$)	Apreciación del $ (MM$)	Devaluación del $ (MM$)
SAESA	STN	$10	(96.428)	96.428	(415.190)	415.190
SAESA	STC	$10	(69.222)	69.222	-	-
SAESA	SATT	$10	(222.177)	222.177	-	-
		Totales	**(387.827)**	**387.827**	**(415.190)**	**415.190**

4.1.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad y sus filiales, más de un 64% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía (IPC). Las tarifas de ventas también incluyen otros factores de actualización, tales como el tipo de cambio y el IPC de los Estados Unidos (CPI).

La Sociedad y sus filiales mantienen deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance. Actualmente, el 70% de la deuda financiera está estructurada en UF.

Tal como se mencionó en el punto anterior y debido a que SATT tiene moneda funcional dólar (sus flujos están indexados altamente al dólar) y que actualmente están en período de construcción del activo relacionado, la sociedad ha 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	31/12/2017 Nocional M$
SATT	29/08/2016	327,8	8.784.430	05/03/2018	940.594
SATT	23/03/2017	184,2	4.935.681	30/11/2018	4.489.868
SATT	07/07/2017	110,9	2.970.621	30/11/2018	2.567.217

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 cierre de estos Estados Financieros Consolidados, con respecto de la variación real de la UF.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para el año 2017 y 2016:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera reajustable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2017 (M$)	31/12/2016 (M$)		31/12/2017 (M$)	31/12/2016 (M$)
Deuda en UF (Bonos)	161.533.332	167.210.592	0,5%	829.135	857.913

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:

	31/12/2017	31/12/2016
Tasa Interés Variable	2%	4%
Tasa Interés Fija	98%	96%

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 el año 2017 y 2016 para el análisis indicado, es el siguiente:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera a tasa variable		Aumento tasa %	Efecto Gastos Financieros	
	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$		31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Deuda en UF (Bonos)	4.033.214	7.928.288	1%	40.197	109.686

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 70% de deuda de la Sociedad y de sus filiales 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. A continuación se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre de 2017 y 2016:

Capital e Intereses	Corriente	No Corriente						Totales 31/12/2017
	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	13.865.773	9.713.053	5.146.945	5.146.945	7.561.404	64.409.839	120.264.486	226.108.445
Préstamos Bancarios	67.200.507	-	-	-	-	-	-	67.200.507
Totales	**81.066.280**	**9.713.053**	**5.146.945**	**5.146.945**	**7.561.404**	**64.409.839**	**120.264.486**	**293.308.952**
Porcentualidad	27%	3%	2%	2%	3%	22%	41%	100%

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%

La Sociedad y sus filiales, de acuerdo con sus evaluaciones de flujo, puede optar temporalmente por financiar nuevos proyectos importantes, a través de préstamos bancarios que permiten condiciones de mercado más favorables o mantener deudas relacionadas con la matriz. La Sociedad está evaluando un financiamiento de largo plazo considerando condiciones de mercado, volúmenes críticos de deuda y los flujos de sus nuevos proyectos. También monitorea su actuales covenants de modo de mantener un rating de la Sociedad que permita acceso a precios competitivos (a la fecha la Sociedad mantiene una clasificación de riesgo de AA+, local).

La Sociedad realiza una administración de caja conjunta con las matrices Grupo Saesa, Eléctricas y la relacionada Frontel, con la que 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, la Sociedad y sus filiales cuentan con líneas de corto plazo aprobadas con bancos e instituciones financieras por montos muy superiores a su actual endeudamiento. Además cuentan con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados.

A través de este contrato, sus proyecciones de ingreso y su calidad crediticia, la Sociedad puede acceder a endeudamientos en el largo plazo y asegurar razonablemente el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo.

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 gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan 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 Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo al 31 de diciembre de 2017 y 2016 se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	377.576.597	341.660.565
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	1.632.825	1.003.732
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,43%	0,29%

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 y a sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación**: 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 2017 y 2016, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Efectivo en Caja	5.063.417	2.408.364
Saldo en Bancos	1.843.512	1.070.329
Otros instrumentos de renta fija	7.920.436	9.290.349
Totales	**14.827.365**	**12.769.042**

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 Otros instrumentos de renta fija, es el siguiente:

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de Riesgo	Monto inversión 31/12/2017 M$	Monto inversión 31/12/2016 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)	3.044.271	1.326.736
Saesa	Scotia Administradora General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	2.454.692	1.289.315
Saesa	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	-	999.506
Sts	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	-	547.508
Sts	Bci Asset Management AGF S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	291.095	-
Luz Osorno	BBVA Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	-	228.107
Luz Osorno	Banco Estado S.A. AGF Conveniencia Serie I	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	1.247.939	-
Edelaysen	Banco Estado S.A. AGF Conveniencia Serie I	Fondos Mutuos	AAAfm/M1(cl)	530.323	-
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	BBVA Corporativo Serie E	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	-	83.062
Sga	Bci Asset Management AGF S.A.	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	352.116	-
Totales				**7.920.436**	**9.290.349**

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	$ Chilenos	14.808.188	12.737.093
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	19.177	31.949
Totales		**14.827.365**	**12.769.042**

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2017.

		Flujos de efectivo				Cambios distintos de efectivo				
	31/12/2016 M$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Devengo intereses	Actualización UF	Actualización TC	Amortización	**31/12/2017 M$**
Préstamos a corto plazo	20.028.000	(155.000.000)	(1.250.154)	203.000.000	-	1.318.461		(1.139.761)		66.956.546
Bonos	164.144.755	(8.423.462)	(5.582.113)	-	-	5.536.937	2.924.322	-	271.303	158.871.743
Préstamos en cuenta corriente	83.099.721	(50.325.670)	(1.213.314)	-	46.691.121	3.373.068	-	(4.879.899)		76.745.027
Totales	**267.272.476**	**(213.749.131)**	**(8.045.581)**	**203.000.000**	**46.691.121**	**10.228.466**	**2.924.322**	**(6.019.660)**	**271.303**	**302.573.316**

7 Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros activos financieros	**Moneda**	**Corriente**		**No Corriente**	
		31/12/2017 M$	**31/12/2016 M$**	**31/12/2017 M$**	**31/12/2016 M$**
Instrumentos derivados (1)	USD	703.435	89.341	-	-
Totales		**703.435**	**89.341**	**-**	**-**

(1) Ver Nota 16.1.

8 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, bruto	73.717.320	-	66.200.947	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	29.020.030	7.320.299	22.684.782	9.018.254
Totales	**102.737.350**	**7.320.299**	**88.885.729**	**9.018.254**

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales, neto	71.444.117	-	64.033.399	-
Otras cuentas por cobrar, neto	23.456.602	6.891.512	18.112.556	8.538.700
Totales	**94.900.719**	**6.891.512**	**82.145.955**	**8.538.700**

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Deudores comerciales	2.273.203	-	2.167.548	-
Otras cuentas por cobrar	5.563.428	428.787	4.572.226	479.554
Totales	**7.836.631**	**428.787**	**6.739.774**	**479.554**

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Facturados	**55.312.796**	**6.235.396**	**51.250.642**	**7.161.241**
Energía y peajes	30.391.672	-	31.909.046	-
Anticipos para importaciones y proveedores	591.226	346.531	221.959	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	580.070	-	948.758	-
Convenios de pagos y créditos por energía	2.179.078	1.352.858	2.211.456	1.469.294
Deudores materiales y servicios	10.201.616	868	6.702.910	20
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.700.958	1.413.240	3.966.809	1.080.680
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	1.763.861	3.117.466	2.257.281	4.606.185
Otros	4.904.315	4.433	3.032.423	5.062
No Facturados o provisionados	**44.348.842**	-	**34.863.231**	-
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	4.486.942	-	5.007.169	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	22.818.768	-	12.870.392	-
Energía en medidores (*)	16.019.938	-	16.414.340	-
Provisión ingresos por obras	790.682	-	387.970	-
Otros	232.512	-	183.360	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	**3.075.712**	**1.084.903**	**2.771.856**	**1.857.013**
Totales, Bruto	**102.737.350**	**7.320.299**	**88.885.729**	**9.018.254**
Provisión deterioro	(7.836.631)	(428.787)	(6.739.774)	(479.554)
Totales, Neto	**94.900.719**	**6.891.512**	**82.145.955**	**8.538.700**

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Convenios de pagos y créditos por energía	2.179.078	1.352.858	2.211.456	1.469.294
Anticipos para importaciones y proveedores	591.226	346.531	221.959	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	1.370.752	-	1.336.728	-
Deudores materiales y servicios	10.201.616	868	6.702.910	20
Cuenta corriente al personal	3.075.712	1.084.903	2.771.856	1.857.013
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.700.958	1.413.240	3.966.809	1.080.680
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	1.763.861	3.117.466	2.257.281	4.606.185
Otros deudores	5.136.827	4.433	3.215.783	5.062
Totales	**29.020.030**	**7.320.299**	**22.684.782**	**9.018.254**
Provisión deterioro	(5.563.428)	(428.787)	(4.572.226)	(479.554)
Totales, Neto	**23.456.602**	**6.891.512**	**18.112.556**	**8.538.700**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2017 es de M$101.792.231 y al 31 de diciembre de 2016 es de M$90.684.655.

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 2017 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 493 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	430.735	35%
Comercial	39.799	32%
Industrial	3.239	20%
Otros	19.664	13%
Total	**493.437**	**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 2017 y 2016 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	31/12/2017 Corriente M$	31/12/2016 Corriente M$
Con vencimiento menor a tres meses	18.922.870	20.218.960
Con vencimiento entre tres y seis meses	465.988	604.575
Con vencimiento entre seis y doce meses	151.316	156.623
Con vencimiento mayor a doce meses	155.982	171.014
Totales	**19.696.156**	**21.151.172**

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

	Venta de energía	Otros deudores
91 a 180	1%	33%
181 a 270	34%	66%
271 a 360	65%	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 administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellos, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago. 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 2017 y 2016 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2017						Saldo al 31/12/2016					
	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	261.526	75.807.656	3.217	781.850	**264.743**	**76.589.506**	231.149	64.493.283	3.035	1.157.031	**234.184**	**65.650.314**
Entre 1 y 30 días	134.851	11.665.448	1.501	285.376	**136.352**	**11.950.824**	146.432	13.573.833	1.592	399.195	**148.024**	**13.973.028**
Entre 31 y 60 días	46.382	6.297.042	760	403.544	**47.142**	**6.700.586**	43.924	5.533.020	722	175.072	**44.646**	**5.708.092**
Entre 61 y 90 días	4.599	352.078	188	26.662	**4.787**	**378.740**	4.357	593.692	183	21.048	**4.540**	**614.740**
Entre 91 y 120 días	2.341	205.060	98	12.816	**2.439**	**217.876**	1.724	344.029	88	25.459	**1.812**	**369.488**
Entre 121 y 150 días	1.749	145.834	90	11.350	**1.839**	**157.184**	1.539	236.794	84	12.939	**1.623**	**249.733**
Entre 151 y 180 días	1.410	369.043	55	4.708	**1.465**	**373.751**	1.237	171.388	47	7.666	**1.284**	**179.054**
Entre 181 y 210 días	923	86.859	33	5.221	**956**	**92.080**	1.125	116.071	48	7.483	**1.173**	**123.554**
Entre 211 y 250 días	1.198	109.715	53	8.757	**1.251**	**118.472**	1.294	122.791	49	6.296	**1.343**	**129.087**
Más de 250 días	13.282	5.041.249	390	2.100.404	**13.672**	**7.141.653**	13.655	4.124.322	588	1.863.030	**14.243**	**5.987.352**
Totales	**468.261**	**100.079.984**	**6.385**	**3.640.688**	**474.646**	**103.720.672**	**446.436**	**89.309.223**	**6.436**	**3.675.219**	**452.872**	**92.984.442**

e) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2017		Saldo al 31/12/2016	
	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	11	8.435	26	15.373
Documentos por cobrar en cobranza judicial	424	5.224.153	534	4.195.797
Totales	**435**	**5.232.588**	**560**	**4.211.170**

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 2016	**6.746.438**
Aumentos (disminuciones) del año	1.003.732
Montos castigados	(530.842)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**7.219.328**
Aumentos (disminuciones) del año	1.632.825
Montos castigados	(586.735)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**8.265.418**

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al 31/12/2017 M$	Saldo al 31/12/2016 M$
Provisión cartera no repactada	1.549.845	808.126
Provisión cartera repactada	82.980	195.606
Castigos del año	(586.735)	(530.842)
Totales	**1.046.090**	**472.890**

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 2017, 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%
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 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%
Sucesión Elena Trencha V. de Garrido	-	17.321.694	17.321.694	0,0002%
Minoritarios	6.250	170.298.267	170.304.517	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 entidades relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

Los préstamos 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 Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 32).

A la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados no existen garantías otorgadas a los saldos con entidades 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	31/12/2017 Corriente M$	31/12/2017 No Corriente M$	31/12/2016 Corriente M$	31/12/2016 No Corriente M$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	1.202.976	-	1.042.486	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	4.123.125	-	-	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH$	112.962	-	723.487	-
76.429.813-6	Línea Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	76.136	-	25.740	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	34.484	-	29.362	-
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	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	4.320.203		-	
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$	3.063.212	-	-	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Mantenimiento y operación	Menos de 90 días	Indirecta	CH$	702.779	-	38.273	-
						Totales	**13.638.120**	**-**	**1.861.591**	**-**

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	31/12/2017 Corriente M$	31/12/2017 No Corriente M$	31/12/2016 Corriente M$	31/12/2016 No Corriente M$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	528.433	-	800.596	-
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	-
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	58.394.571	-	52.548.342	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	63	-	40	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	10.606.932	-	7.044.489	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	292	-	194	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH$	7.971	-	5.294	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	6.814.016	-	-	-
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$	924.355	-	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$	4.440	-	3.283	-
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$	890	-	668	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial SGA)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH$	397	-	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$	11.536.440	-	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$	19.798	-	14.635	-
96.817.230-1	Eléctrica Puntilla S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Indirecta	USD	30.349		22.146	
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	481	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.997	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	481	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	1.997	-	-	-
						Totales	**88.901.003**	**-**	**91.299.154**	**-**

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(7.795.405)	(9.440.996)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses préstamos en cuenta corriente	81.816	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	2.301.782	2.098.541
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(30.362)	(19.808)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantención de sistema	62.407	65.108
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Venta energía y potencia	-	(10.746)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses préstamos en cuenta corriente	(717.059)	(476.090)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses préstamos en cuenta corriente	(599.411)	(349.867)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamos en cuenta corriente y ajuste tipo de cambio	2.658.174	(1.372.317)

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 15 de mayo de 2017, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

Al 31 de diciembre de 2017 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	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.997	-
Iván Díaz-Molina	1.997	-
Totales	**3.994**	**-**

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 2017 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2018.

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 2017 y 2016 son las siguientes:

Director	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Jorge Lesser García-Huidobro	26.442	26.309
Iván Díaz-Molina	26.444	25.903
Totales	**52.886**	**52.212**

c) *Compensaciones del personal clave de la gerencia*

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen un Gerente General, 12 Gerentes de Área y 21 Subgerentes. En 2016, un Gerente General, 13 Gerentes de Área y 16 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M$2.870.616 al 31 de diciembre de 2017 y a M$2.850.523 al 31 de diciembre de 2016.

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 semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivos asciende a M$1.451.720 al 31 de diciembre de 2017 y M$1.385.455 al 31 de diciembre de 2016.

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 2017:

Clases de inventario	Bruto M$	Neto Realizable M$	Provisión M$
Materiales de operación y mantenimiento	10.444.906	10.228.026	216.880
Materiales en tránsito	167.134	167.134	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.755.897	1.692.545	63.352
Petróleo	306.837	306.837	-
Totales	**12.674.774**	**12.394.542**	**280.232**

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**

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$249.819 para el año terminado al 31 de diciembre de 2017 y un cargo de M$207.891 para el año terminado al 31 de diciembre de 2016.

Movimiento Provisión	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Provisión del año	249.819	207.891
Aplicaciones a provisión	(178.157)	(216.232)
Totales	**71.662**	**(8.341)**

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 año según gasto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	17.829.730	18.501.053
Otros gastos por naturaleza (**)	2.315.342	2.029.806
Totales	**20.145.072**	**20.530.859**

(*) 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 2017 ascienden a M$17.242.903 (M$12.130.297 en 2016) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2017 ascienden a M$1.276.285 (M$2.260.915 en 2016).

11 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Impuesto renta por recuperar	951.906	2.206.675
IVA Crédito fiscal por recuperar (1)	12.750.926	14.807.352
Crédito por utilidades absorbidas	-	772.137
Crédito Sence	95.611	107.268
Crédito Activo Fijo	70.458	92.367
Impuesto por recuperar año anterior	3.231.152	1.333.272
Totales	**17.100.053**	**19.319.071**

(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 2017 y 2016, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Impuesto a la renta	1.262.876	87.422
Iva Débito fiscal	2.819.759	2.995.584
Otros	198.631	115.182
Totales	**4.281.266**	**3.198.188**

12 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Activos Intangibles Identificables Neto	**43.769.229**	**45.162.057**
Servidumbres	41.130.251	41.750.647
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	2.530.435	3.302.867

Activos Intangibles Bruto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Activos Intangibles Identificables Bruto	**52.178.893**	**52.655.798**
Servidumbres	41.130.251	41.750.647
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	10.940.099	10.796.608

Amortización Activos Intangibles	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Activos Intangibles Identificables	**(8.409.664)**	**(7.493.741)**
Servidumbres	-	-
Derecho de Agua	-	-
Software	(8.409.664)	(7.493.741)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2017 y 2016, son los siguientes:

	Movimiento año 2017	Servidumbres Neto M$	Derecho de Agua M$	Software, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	**41.750.647**	**108.543**	**3.302.867**	**45.162.057**
Movimientos	Adiciones	19.396	-	-	19.396
	Retiros Valor Bruto	-	-	(416.550)	(416.550)
	Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	455.010	455.010
	Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	1.724.708	1.724.708
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(1.164.667)	(1.164.667)
	Gastos por amortización	-	-	(1.370.933)	(1.370.933)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	(639.792)	-	-	(639.792)
	Total movimientos	**(620.396)**	**-**	**(772.432)**	**(1.392.828)**
	Saldo final al 31 de diciembre de 2017	**41.130.251**	**108.543**	**2.530.435**	**43.769.229**

	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**
Movimientos	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**

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 2017 y 2016:

Rut	Compañía	31/12/2017 M$	31/12/2016 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 2017 y 2016:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**513.392.978**	**459.793.190**
Terrenos	15.285.018	15.269.731
Edificios	9.778.379	8.752.943
Planta y Equipo	374.814.880	356.752.997
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.868.428	2.355.470
Instalaciones Fijas y Accesorios	917.136	1.417.264
Vehículos de Motor	2.746.192	2.298.808
Construcciones en Curso	104.362.061	69.272.650
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.620.884	3.673.327

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**653.536.526**	**584.480.859**
Terrenos	15.285.018	15.269.731
Edificios	15.813.947	14.412.031
Planta y Equipo	498.847.924	466.991.938
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.205.446	5.220.303
Instalaciones Fijas y Accesorios	2.299.130	2.560.024
Vehículos de Motor	4.053.610	3.374.911
Construcciones en Curso	104.362.061	69.272.650
Otras Propiedades, Planta y Equipo	7.669.390	7.379.271

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(140.143.548)**	**(124.687.669)**
Edificios	(6.035.568)	(5.659.088)
Planta y Equipo	(124.033.044)	(110.238.941)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.337.018)	(2.864.833)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(1.381.994)	(1.142.760)
Vehículos de Motor	(1.307.418)	(1.076.103)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(4.048.506)	(3.705.944)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2017 y 2016, es el siguiente:

Movimiento año 2017	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 2017	**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**
Movimientos									
Adiciones	-	-	2.298.377	-	143	-	77.396.238	398.732	80.093.490
Retiros Valor Bruto	-	-	(1.122.566)	(284.425)	(1.533)	(261.217)	-	(334.500)	(2.004.241)
Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	-	1.727.431	284.425	1.533	192.613	-	334.500	2.540.502
Tipo Cambio Depreciación Acumulada			224.650						224.650
Otros (Activación Obras en Curso)	15.287	1.536.961	15.154.048	582.730	302.326	1.015.077	(19.000.776)	394.347	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(135.045)	20.134.305	(313.162)	(561.830)	(75.161)	(18.880.647)	(168.460)	-
Gastos por depreciación	-	(376.480)	(15.746.184)	(756.610)	(240.767)	(423.928)	-	(677.062)	(18.221.031)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	-	-	(4.608.178)	-	-	-	(4.425.404)	-	(9.033.582)
Total movimientos	**15.287**	**1.025.436**	**18.061.883**	**(487.042)**	**(500.128)**	**447.384**	**35.089.411**	**(52.443)**	**53.599.788**
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	**15.285.018**	**9.778.379**	**374.814.880**	**1.868.428**	**917.136**	**2.746.192**	**104.362.061**	**3.620.884**	**513.392.978**

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**
Movimientos									
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**

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

a) La depreciación de los Bienes de Propiedades, Planta y Equipo se presenta en el rubro "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".

b) 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.

c) El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 2017 y 2016, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Gasto por impuesto corriente	3.719.920	68.694
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	(49.820)	(81.256)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	**3.670.100**	**(12.562)**
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	9.060.085	8.222.309
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	**9.060.085**	**8.222.309**
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	**12.730.185**	**8.209.747**

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral	(10.966)	484.069
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral (impuesto corriente)	174.858	-
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(25.015)	(43.780)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	**138.877**	**440.289**

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 2017 y 2016, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Ganancia antes de Impuesto	**48.704.539**	**32.073.539**
Total de gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (25,5% en 2017 - 24% en 2016)	**(12.419.659)**	**(7.697.649)**
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	996.292	332.867
Efecto fiscal de (gastos) ingreso no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1.189.350)	1.790.531
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(439.797)	1.464
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	322.329	(2.636.960)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	**(310.526)**	**(512.098)**
Gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	**(12.730.185)**	**(8.209.747)**
Tasa impositiva efectiva	**26,14%**	**25,60%**

15.2 Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$	M$	M$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, planta y equipo	-	796.054	34.745.531	23.659.455
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	58.700	124.935	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	2.231.662	1.913.120	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	284.057	230.954	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	75.663	53.171	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.402.146	3.332.432	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	(915)	2.983	239.970	325.488
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	2.837.684	601.425	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	886.296	784.902	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	120.651	99.224	5.138	11.069
Impuestos diferidos relativos a derivados	-	-	-	23.034
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	-	9.255	-	-
Total Impuestos Diferidos	**9.895.944**	**7.948.455**	**34.990.639**	**24.019.046**

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera Consolidado en el año 2017 y 2016, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M$	M$
Saldo al 01 de enero de 2016	**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**
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.922.474	10.982.559
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	25.015	(10.966)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**9.895.944**	**34.990.639**

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 2017 y de diciembre de 2016, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Préstamos bancarios	66.956.546	-	20.028.000	-
Bonos	9.677.201	149.194.542	9.561.859	154.582.896
Derivados (*)	1.175.124	-	-	-
Totales	**77.808.871**	**149.194.542**	**29.589.859**	**154.582.896**

(*) Ver nota 16.1

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2017						
						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 Estado	97.030.000-7	USD	0,26%	Semestral	9.965.235	-	9.965.235	-		-	-
SAESA	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,26%	Semestral	20.029.183	-	20.029.183	-	-	-	-
SAESA	Banco Estado	97.030.000-7	USD	0,24%	Semestral	18.938.139	-	18.938.139	-		-	-
STS	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,26%	Semestral	7.001.813	-	7.001.813	-		-	-
STS	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,25%	Semestral	11.022.176		11.022.176				-
Totales						**66.956.546**	**-**	**66.956.546**	**-**	**-**	**-**	**-**

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017								
					Corriente			No Corriente					
								Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	UF	Anual	1,60%	Sin Garantía	-	4.033.214	4.033.214	-			-	-	-
Chile	UF	Semestral	3,00%	Sin Garantía	2.307.555	2.233.170	4.540.725	4.405.780	-	-	-	-	4.405.780
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	-	267.226	267.226	-	-	-	-	26.121.160	26.121.160
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	412.317	412.317	-	-	-	-	65.736.992	65.736.992
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	-	423.719	423.719	-	-	-	-	52.930.610	52.930.610
Totales					**2.307.555**	**7.369.646**	**9.677.201**	**4.405.780**	**-**	**-**	**-**	**144.788.762**	**149.194.542**
							-						

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2016								
					Corriente			No Corriente					
								Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	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**

d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017								
					Corriente			No Corriente					
								Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
SAESA	BONO SERIE G/N°301	UF	1,60%	Sin Garantía	-	4.033.214	4.033.214	-	-	-	-	-	-
SAESA	BONO SERIE I/N°664	UF	3,00%	Sin Garantía	2.307.555	2.233.170	4.540.725	4.405.780	-	-	-	-	4.405.780
SAESA	BONO SERIE J/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	-	267.226	267.226	-	-	-	-	26.121.160	26.121.160
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	412.317	412.317	-	-	-	-	65.736.992	65.736.992
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	-	423.719	423.719	-	-	-	-	52.930.610	52.930.610
Totales					**2.307.555**	**7.369.646**	**9.677.201**	**4.405.780**	**-**	**-**	**-**	**144.788.762**	**149.194.542**

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2016								
					Corriente			No Corriente					
								Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente
					M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	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**

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.

a) El detalle de los instrumentos al 31 de diciembre de 2017 es el siguiente:

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Duración (días)	UF Compañía recibe		USD Compañía paga	
						Nocional MUF	Tasa interés	Nocional MUSD	Tasa interés
SATT	BCI	Cross Currency Swap	29/08/2016	05/03/2018	553	327,80	0,00%	12.813	0,20%
SATT	BCI	Cross Currency Swap	23/03/2017	30/11/2018	617	184,18	0,00%	7.339	0,78%
SATT	BCI	Cross Currency Swap	07/07/2017	30/11/2018	511	110,85	0,00%	4.431	1,58%

Empresa	Banco	Instrumento	Fecha inicio	Fecha vencimiento	Duración (días)	USD Compañía recibe		CLP Compañía paga	
						Nocional MUSD	Tasa interés	Nocional MCLP	Tasa interés
SAESA	Banco Estado	FORWARD	06/12/2017	30/01/2018	55	30.769,70	0,17%	20.000.000	0,26%
SAESA	Banco Estado	FORWARD	28/12/2017	28/03/2018	90	16.207,46	0,12%	10.000.000	0,26%

b) Los montos contabilizados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Empresa	Instrumento de cobertura	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
SATT	Cross Currency Swaps (*)	703.435	89.246	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
SAESA	FORWARD (**)	(1.175.124)	-	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
STC	Cross Currency Swaps (*)	-	95	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
	Totales (neto)	**(471.689)**	**89.341**			

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

17 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Cuentas por pagar comerciales	72.468.648	52.955.192
Otras cuentas por pagar	3.750.667	3.389.749
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**76.219.315**	**56.344.941**

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Proveedores por compra de energía y peajes	47.629.014	37.859.866
Proveedores por compra de combustible y gas	131.464	185.618
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	459.845	579.584
Cuentas por pagar bienes y servicios	24.248.325	14.330.124
Dividendos por pagar a terceros	122.401	65.530
Cuentas por pagar instituciones fiscales	159.909	207.784
Otras cuentas por pagar	3.468.357	3.116.435
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**76.219.315**	**56.344.941**

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al 31/12/2017				Saldo al 31/12/2016			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	3.500.111	66.591.585	2.376.952	72.468.648	2.386.829	48.712.589	1.855.774	52.955.192
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	**3.500.111**	**66.591.585**	**2.376.952**	**72.468.648**	**2.386.829**	**48.712.589**	**1.855.774**	**52.955.192**

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 2017	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M$	M$	M$	M$
Otros activos financieros, derivados	-	-	703.435	703.435
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	101.792.231	-	-	101.792.231
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	13.638.120	-	-	13.638.120
Efectivo y equivalentes al efectivo	6.906.929	7.920.436	-	14.827.365
Totales	**122.337.280**	**7.920.436**	**703.435**	**130.961.151**

al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Total
	M$	M$	M$	M$
Otros activos financieros, derivados	-	-	89.341	89.341
Deudores comerciales 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
Otros activos financieros, no corrientes	-	-	-	-
Totales	**96.024.939**	**9.290.349**	**89.341**	**105.404.629**

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2017	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	M$	M$	M$
Préstamos que devengan interés	225.828.289	-	225.828.289
Otros pasivos financieros, derivados	-	1.175.124	1.175.124
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	76.219.315	-	76.219.315
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	88.901.003	-	88.901.003
Totales	**390.948.607**	**1.175.124**	**392.123.731**

al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados de cobertura	Total
	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**

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 31.12.2017	Valor Libro M$	Valor Justo M$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	5.063.417	5.063.417
Saldo en Bancos	1.843.512	1.843.512
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	94.900.719	94.900.719

Pasivos Financieros - al 31.12.2017	Valor Libro M$	Valor Justo M$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Deuda Bancaria	66.956.546	66.956.546
Bonos	158.871.743	171.907.010
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	76.219.315	76.219.315

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

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

a) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes 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 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Provisiones 31/12/2017 M$	Provisiones 31/12/2016 M$
Otras provisiones (*)	3.802.778	1.977.892
Totales	**3.802.778**	**1.977.892**

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios.

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 2017 y 2016, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	**1.977.892**
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.481.763
Incremento (decremento) en provisiones existentes	515.559
Provisión utilizada	(172.436)
Total movimientos en provisiones	**1.824.886**
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	**3.802.778**

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**

19.1.2 Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.052.056	905.698
Provisión por beneficios anuales	4.295.593	3.942.057
Totales	**5.347.649**	**4.847.755**

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 2017 y 2016, 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 2017	**905.698**	**3.942.057**	**4.847.755**
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	606.816	4.364.644	4.971.460
Provisión utilizada	(460.458)	(4.011.108)	(4.471.566)
Total movimientos en provisiones	**146.358**	**353.536**	**499.894**
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	**1.052.056**	**4.295.593**	**5.347.649**

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)
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**

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Indemnización por años de servicio	6.891.637	6.186.918
Totales	**6.891.637**	**6.186.918**

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2017	**6.186.918**
Costo por intereses	218.972
Costo del servicio del año	569.390
Pagos en el año	(135.309)
Variación actuarial por cambio tasa	(198.279)
Variación actuarial por experiencia	249.945
Saldo al 31 de diciembre de 2017	**6.891.637**

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**

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

Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Costo por intereses	218.972	269.337
Costo del servicio del año	569.390	529.064
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	**788.362**	**798.401**
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	51.666	162.148
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**840.028**	**960.549**

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2017.

Tasa de descuento (nominal)	5,16%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 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 2017, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% M$	Incremento de 1% M$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	705.614	(602.466)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial**:**

Al 31 de diciembre de 2017, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% M$	Incremento de 1% M$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(609.194)	700.375

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	Etapa Procesal	Monto M$
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	Juzgado de Policía Local de Río Bueno	1485-2011	Demanda del consumidor (Hott con SAESA).	Causa archivada	33.000
SAESA	Juzgado de Letras de Puerto Varas	C-451-13	Demanda de indemnización de perjuicios (Navarro con Sossur, Timberlink y SAESA).	Casación	26.798
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).	Casación	100.000
SAESA	JLC de Cobranza Osorno	A-4-2016	Cobro cotizaciones previsionales (Habitat con SAESA).	Casación	500.000
SAESA	Juzgado de Letras de Río Bueno	C-409-2014	Indemnización de perjuicios (Machmar con SAESA).	Pendiente en segunda instancia	Indeterminado
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 (Scheinhing 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	26.798
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 de Letras de Castro	C-1369-2015	Indemnización de perjuicios por servidumbre (Corretaje y Turismo Miranda con SAESA).	Pendiente en segunda instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-239-16	Incendio (Bórquez Feliz y otro con SAESA).	Pendiente en primera instancia	466.200
SAESA	Juzgado Policía Local de Quellón	477-2016	Demanda por ley del consumidor (Gallardo Pérez con SAESA).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	Juzgado Policía Local de Llanquihue	70558	Demanda por ley del consumidor (Pérez con SAESA).	Pendiente en primera instancia	10.581
SAESA	Juzgado Cobranza Laboral Osorno	C-121-2016	Laboral/ ley Bustos (Cares con SAESA).	Pendiente en primera instancia	50.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Valdivia	2351-2016	Cobro de pesos (Hacienda Fisco con SAESA).	Pendiente en primera instancia	400.292
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-3066-2016	Cobro de pesos (Hacienda Fisco con SAESA).	Pendiente en primera instancia	13.183
SAESA	1° Juzgado Civil de Valdivia	C-800-2017	Cobro de pesos (Hacienda Fisco con SAESA).	Pendiente en primera instancia	176.121
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-832-2017	Indemnización de perjuicios extracontractual (Fuentealba con SAESA).	Pendiente en primera instancia	80.000
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-1445-2017	Indemnización de perjuicios contractual (Tamai con SAESA).	Pendiente en primera instancia	164.000
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-231-2017	Colectiva Consumidor Temporales junio (SERNAC con SAESA).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
SAESA	2° Juzgado de Valdivia	C-2356-2017	Juicio Hacienda. Fisco con SAESA.	Pendiente en primera instancia	24.929
SAESA	Juzgado del Trabajo Puerto Montt	O-564-2017	Indemnización perjuicios Subcontratación accidente laboral (Gallardo con SEFELEC y OTRO).	Pendiente en primera instancia	100.000
SAESA	2°Juzgado Civil de Puerto Montt	C-5080-2017	Juicio Hacienda. Fisco con SAESA.	Pendiente en primera instancia	6.000
SAESA	1°Juzgado Civil de Osorno	C-3701-2017	Indemnización perjuicios por responsabilidad contractual (Villegas con SAESA).	Pendiente en primera instancia	7.957
SAESA	1°Juzgado Civil de Valdivia	C-2635-2017	Indemnización perjucios. Responsabilidad contractual (Puertoval con SAESA).	Pendiente en primera instancia	26.798
SAESA	Juzgado Policía Local Puerto Varas	C-6026-2017	Consumidor. Quema equipos (Pérez con SAESA).	Pendiente en segunda instancia	23.221
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2124-2016	Hernández con SAESA (indemnización perjuicios electrocución).	Pendiente en primera instancia	50.000
SAESA	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00019-2016	Reclamación de Resolución Tributaria (SAESA con SII).	Recurso de Casación en la Corte Suprema, estado "en relación"	69.575
EDELAYSEN	Juzgado de Letras y Garantía de Aysén	C-545-2015	Denuncia obra ruidos (Paredes con EDELAYSEN).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
EDELAYSEN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual . No traslado de Postación. (Constructora San Felipe con EDELAYSEN).	Pendiente en primera instancia	2.927.776
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	C-8-2017	Reclamo ilegalidad (EDELAYSEN con SEC).	Pendiente en segunda instancia	46.972
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	C-6-2017	Reclamo ilegalidad (EDELAYSEN con SEC).	Pendiente en primera instancia	46.972
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2227-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio (SERNAC con EDELAYSEN).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
EDELAYSEN	Juzgado de Policia Local de Coyhaique	C-93.796-2017	Demnada consumidor. Quema de equipos (Rivas con EDELAYSEN).	Pendiente en primera instancia	1.382
EDELAYSEN	Juzgado de Policia Local de Coyhaique	C-93.711-2017	Demanda consumidor. Quema equipos (Sociedad Neykar Ltda con EDELAYSEN).	Pendiente en primera instancia	2.830
LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-81-2012	Demanda de indemnización de perjuicios (Sáez con Luz Osorno).	Causa archivada	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 Puerto Montt	C-6030-2014	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Rodríguez con STS) (*).	Casación	932.230
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	1585-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Canío 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) (*).	Casación	1.325.968
STS	2° Juzgado del Trabajo de Santiago	O-4887-2017	Despido indirecto, nulidad de despido y prestaciones laborales y previsionales.	Pendiente en primera instancia	Indeterminado

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

Al 31 de diciembre de 2017, 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$
SAESA	Res. Ex. 19958 de fecha 14.08.2017	SEC	Temporales Junio. Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	11.743
SAESA	Res. EX. 19960 de fecha 14.08.2017	SEC	Temporales Junio. Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	26.774
SAESA	Res. Ex. 19955 de fecha 14.08.2017	SEC	Temporales Junio. Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	11.743
SAESA	Res. Ex. 20.811 de fecha 10.10.2017	SEC	Calidad de Servicio.	Pendiente Recurso de Reposición	11.743
SAESA	Res. Ex. 21056 de fecha 06.11.2017	SEC	Incumplimiento obligaciones roce	Pendiente Recurso de Reposición	46.972
STS	Res. Ex 21226 de fecha 16.11.2017	SEC	Enex, falta señaletica	Pendiente Recurso de Reposición	46.972
EDELAYSEN	Res. Ex. 18560 de fecha 15.05.2017	SEC	Falta de mantenimiento.	Reclamo ilegalidad	46.972
EDELAYSEN	Res. Ex. 19.931 de fecha 11.08.2017	SEC	Temporales Junio. Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	46.972
EDELAYSEN	Res. Ex. 3509/17/59 de fecha 22.12.2017	DIR. TRABAJO	No exhibir documentos	Pendiente Recurso de Reposición	141
EDELAYSEN	Res. Ex. 21.749 de fecha 28.12.2017	SEC	Índices de continuidad de suministro.	Pendiente Recurso de Reposición	48.475
LUZ OSORNO	Res. Ex. 21.151 de fecha 10.11.2017	SEC	Temporales Agosto Calidad de Servicio	Pendiente Recurso de Reposición	7.046
STC	Res. Ex. 8035/17/66 de fecha 04.12.2017	DIR. TRABAJO	Ficalización Alumini, incumplimito horas extras	Pendiente Recurso de Reposición	470
			Multas pendientes de resolución de años anteriores		
SAESA	Res. Ex. 7719/08/31 de fecha 31.03.2008	DIR. TRABAJO	Laborales.	Pendiente Recurso de Reposición	178
SAESA	Res. Ex. 030 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	23.486
SAESA	Res. Ex. 954 de fecha 08.05.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	18.789
SAESA	Res. Ex. 1428 de fecha 23.06.2015	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	14.092
STS	Res. Ex. 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso de Reposición	23.486
STS	Res. Ex. 13740 de fecha 31.05.2016	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso de Reposición	46.972
EDELAYSEN	Res. Ex.12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Calidad de Servicio.	Pendiente Recurso de Reposición	9.394
EDELAYSEN	Res. Ex. 17.740 de fecha 13.02.2017	SEC	Calidad de servicio.	Pendiente Reclamo de llegalidad	46.972
LUZ OSORNO	Res. Ex. 299 de fecha 04.02.2013	VIALIDAD	No solicitar permiso para atravieso.	Pendiente Recurso de Reposición	7.046
LUZ OSORNO	Res. Ex. 14.660 de fecha 04.08.2016	SEC	Calidad de servicio.	Pendiente Recurso de Reposición	9.394

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 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$	M$	M$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	21.266.013	13.448.390	-	-
Otras obras de terceros	5.451.987	5.058.640	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	-	9.185.864	9.444.069
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	1.144.706	5.677.038
Totales	**26.718.000**	**18.507.030**	**10.330.570**	**15.121.107**

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 II S.A. por M$985.145 al 31 de diciembre de 2017 y M$1.641.823 al 31 de diciembre de 2016 y Eletrans S.A. por M$3.883.305 al 31 de diciembre de 2016, al 31 de diciembre de 2017 se presenta en el rubro Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación dentro de Activo No Corriente. Ver Nota 34.

21 Patrimonio

21.1 Patrimonio Neto de la Sociedad

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 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 27 de abril de 2017 se aprobó el pago de un dividendo final de $0,0022182480 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, lo que significó un pago total de M$19.976.166. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2017.

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.

21.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2017

	Saldo al 01 de enero de 2017 M$	Reservas por diferencias de conversión M$	Reservas de cobertura M$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales M$	Saldo al 31 de diciembre de 2017 M$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	1.143.449	(3.479.135)			(2.335.686)
Reservas de cobertura, neta de impuestos diferidos	48.234		754.882		803.116
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuestos diferidos	(1.354.019)		1.027.186		(326.833)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(864.718)			(26.673)	(891.391)
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	**23.930.841**	**(3.479.135)**	**1.782.068**	**(26.673)**	**22.207.101**

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 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**

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 2017 y 2016 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.082.172	1.576.145
Eletrans S.A.	(848.161)	(299.565)
Eletrans II S.A.	44.799	(41.723)
Eletrans III S.A.	(32.441)	-
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	(1.456.090)	2.668
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	(1.053.943)	(75.361)
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	(72.022)	(18.715)
Totales	**(2.335.686)**	**1.143.449**

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 de diciembre de 2017 y 2016 son los siguientes:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M$	Ajustes de primera Adopción no realizados M$	Ganancia (pérdida) acumulada M$
Saldo Inicial al 01/01/2017	**68.868.576**	**4.053.089**	**72.921.665**
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	35.386.164		35.386.164
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(12.925.754)		(12.925.754)
Provisión dividendo mínimo del año	(10.615.849)		(10.615.849)
Saldo final al 31/12/2017	**80.713.137**	**4.053.089**	**84.766.226**

La utilidad distribuible del año 2017, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2017, esto es M$35.386.164.

	Utilidad líquida distribuible 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 distribuible 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.

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 2017 y 2016 y de resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
Interés Minoritario	**31/12/2017**	**31/12/2016**	**31/12/2017**	**31/12/2016**	**31/12/2017**	**31/12/2016**	**31/12/2017**	**31/12/2016**	**31/12/2017**	**31/12/2016**
	%	**%**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7827	6,7827	78.040.424	74.073.988	5.663.460	2.935.737	5.293.248	5.024.217	384.135	199.122
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	149.501.296	150.767.504	14.864.833	10.988.609	813.216	820.104	80.858	59.773
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	16.358.237	15.859.148	2.837.710	2.129.762	17.111	16.588	2.968	2.227
Sociedad Generadora Austral S.A.	0,1000	0,1000	4.728.374	5.597.382	1.454.473	1.075.894	4.728	5.597	1.454	1.075
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	0,0000	10,0000	17.037.519	842.443	1.529.837	938.788	-	84.244	-	93.879
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	49,9000	49,9000	22.265.658	24.017.313	238.027	12.713	11.110.564	11.984.639	118.775	6.344
TOTALES							**17.238.867**	**17.935.389**	**588.190**	**362.420**

22 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Venta de Energía	**331.613.300**	**307.888.229**
Otras Prestaciones y Servicios	**4.519.750**	**4.810.944**
Apoyos	236.935	305.213
Arriendo de medidores	903.019	908.577
Pagos fuera de plazo	2.933.758	3.179.026
Otros	446.038	418.128
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	**336.133.050**	**312.699.173**

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Construcción de obras y trabajos a terceros	23.446.763	12.715.174
Venta de materiales y equipos	5.789.141	5.942.674
Arrendamientos	780.468	712.452
Intereses Créditos y Préstamos	1.029.951	1.062.900
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	6.779.696	5.681.697
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.226.457	1.127.012
Otros Ingresos	2.391.071	1.719.483
Total Otros ingresos, por naturaleza	**41.443.547**	**28.961.392**

23 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Compras de energía y peajes	214.011.825	207.434.021
Combustibles para generación y materiales	17.829.730	18.501.053
Totales	**231.841.555**	**225.935.074**

24 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Sueldos y salarios	17.792.739	16.315.803
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	2.641.823	2.083.331
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	1.162.455	1.121.985
Activación costo de personal (ver nota 2.10)	(2.637.280)	(2.449.090)
Totales	**18.959.737**	**17.072.029**

25 Gasto por Depreciación, Amortización

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Depreciaciones	18.221.031	17.306.677
Amortizaciones de Intangibles	1.370.933	1.400.296
Totales	**19.591.964**	**18.706.973**

26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Operación y mantención sistema eléctrico	10.428.594	7.041.290
Sistema generación	1.320.710	1.477.524
Mantención medidores, ciclo comercial	7.083.576	6.170.848
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.452.171	1.212.810
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	196.647	33.450
Provisiones y castigos	953.804	1.016.467
Gastos de administración	10.735.349	9.487.211
Egresos por construcción de obras a terceros	13.673.857	7.620.560
Otros gastos por naturaleza	2.795.522	1.917.768
Totales	**48.640.230**	**35.977.928**

27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Resultado Financiero	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	421.946	628.890
Otros ingresos financieros	127.592	519.171
Total Ingresos Financieros	**549.538**	**1.148.061**
Gastos por préstamos bancarios	(1.318.460)	(158.000)
Gastos por bonos	(5.817.525)	(5.974.173)
Otros gastos financieros	(3.825.944)	(3.213.634)
Activación gastos financieros	2.420.772	1.761.986
Total Costos Financieros	**(8.541.157)**	**(7.583.821)**
Resultado por unidades de reajuste	**(2.976.791)**	**(4.195.587)**
Diferencias de cambio	**(369.965)**	**(1.493.292)**
Positivas	3.263.258	485.982
Negativas	(3.633.223)	(1.979.274)
Total Resultado Financiero	**(11.338.375)**	**(12.124.639)**

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	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
ACTIVOS CORRIENTES																				
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.421.300	9.369.097	1.511.291	405.047	362.907	730.655	352.253	85.448	851.678	2.158.231	320.503	1.881	1.230	15.735	6.203	2.948	-	-	14.827.365	12.769.042
Otros activos financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			-	95	703.435	89.246	-	-	703.435	89.341
Otros activos no financieros corrientes	144.278	240.850	2.947	10.075	174.423	411.092	-	-	93.777	216.599	76.795	98.962	1.766	7.420	-	-	-	-	493.986	984.998
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	71.399.517	60.400.644	6.944.371	4.865.182	6.601.051	6.642.413	2.708.394	2.199.466	5.696.649	3.834.329	1.157.102	4.050.116	55.906	39.290	337.729	114.515	-	-	94.900.719	82.145.955
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	46.191.354	36.903.768	3.793	1.633	1.188.733	102.180	4.299.073	6.283.686	19.369.694	15.329.251	1.270.900	567.351	-	192.107	-	-	(58.685.427)	(57.518.385)	13.638.120	1.861.591
Inventarios corrientes	8.931.283	8.750.619	61.096	184.780	1.810.437	1.203.385	-	-	1.591.726	1.596.317	-	-	-	-	-	-	-	-	12.394.542	11.735.101
Activos por impuestos corrientes, corrientes	1.384.538	2.090.935	519.115	513.123	3.359.362	2.480.387	304.587	36.267	596.769	1.274.990	58.317	7.822.284	4.953.045	2.950.404	5.924.320	2.150.681	-	-	17.100.053	19.319.071
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.	**139.472.270**	**117.755.913**	**9.042.613**	**5.979.840**	**13.496.913**	**11.570.112**	**7.664.307**	**8.604.867**	**28.200.293**	**24.409.717**	**2.883.617**	**12.540.594**	**5.011.947**	**3.205.051**	**6.971.687**	**2.357.390**	**(58.685.427)**	**(57.518.385)**	**154.058.220**	**128.905.099**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	**139.472.270**	**117.755.913**	**9.042.613**	**5.979.840**	**13.496.913**	**11.570.112**	**7.664.307**	**8.604.867**	**28.200.293**	**24.409.717**	**2.883.617**	**12.540.594**	**5.011.947**	**3.205.051**	**6.971.687**	**2.357.390**	**(58.685.427)**	**(57.518.385)**	**154.058.220**	**128.905.099**
ACTIVOS NO CORRIENTE																				
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	-	-	59.430	59.430	81.899	89.188	1.059	1.059	33.749	50.624	-	-	-	-	-	-	176.644	200.808
Cuentas por cobrar no corrientes	5.848.912	7.681.516	78.708	128.455	147.225	190.042	346.531	-	469.382	534.079	754	4.608	-	-	-	-	-	-	6.891.512	8.538.700
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	269.836.524	241.603.539	-	-	12.860.604	12.033.441	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(272.097.563)	(253.636.980)	10.599.565	-
Activos Intangibles distintos de la plusvalía	5.767.357	6.523.410	510.166	496.770	30.156.770	30.166.947	-	-	147.212	147.414	-	-	7.187.724	7.827.516	-	-	-	-	43.769.229	45.162.057
Plusvalía	174.416.006	174.416.006	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.416.006	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	154.953.290	147.221.134	16.543.330	16.043.576	171.440.390	152.397.396	-	-	63.276.483	61.563.713	39.184.780	44.779.422	35.754.289	25.750.771	32.240.416	12.037.178	-	-	513.392.978	459.793.190
Activos por impuestos diferidos	3.447.010	3.893.516	232.817	128.677	3.527.776	2.942.559	60.663	57.691	267.900	249.257	2.308.250	602.671	51.509	66.072	19	8.012	-	-	9.895.944	7.948.455
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	**614.269.606**	**581.339.628**	**17.365.021**	**16.797.478**	**218.192.195**	**197.789.815**	**489.093**	**146.879**	**64.162.036**	**62.495.522**	**41.527.533**	**45.437.325**	**42.993.522**	**33.644.359**	**32.240.435**	**12.045.190**	**(272.097.563)**	**(253.636.980)**	**759.141.878**	**696.059.216**
TOTAL ACTIVOS	**753.741.876**	**699.095.541**	**26.407.634**	**22.777.318**	**231.689.108**	**209.359.927**	**8.153.400**	**8.751.746**	**92.362.329**	**86.905.239**	**44.411.150**	**57.977.919**	**48.005.469**	**36.849.410**	**39.212.122**	**14.402.580**	**(330.782.990)**	**(311.155.365)**	**913.200.098**	**824.964.315**

PATRIMONIO Y PASIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		STS		SGA		EDELAYSEN		STN		STC		SATT		ELIMINACIONES		TOTALES	
	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
PASIVOS CORRIENTES																				
Otros pasivos financieros corrientes	59.784.882	29.589.859	-	-	18.023.989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.808.871	29.589.859
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	49.714.988	39.048.671	3.647.143	2.335.726	14.190.806	7.652.196	2.593.019	2.378.708	2.600.502	3.028.586	320.981	185.120	570.050	676.981	2.581.826	1.038.953	-	-	76.219.315	56.344.941
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	41.687.156	39.957.447	1.884.302	1.892.649	17.869.268	24.336.621	786.568	729.332	1.961.857	1.094.172	23.669.386	55.903.987	24.917.815	12.018.545	34.810.078	12.884.786	(58.685.427)	(57.518.385)	88.901.003	91.299.154
Otras provisiones corrientes	3.268.412	1.745.525	116.064	21.723	96.402	88.022	-	-	321.442	122.622	-	-	458	-	-	-	-	-	3.802.778	1.977.892
Pasivos por Impuestos corrientes, corriente	2.569.088	2.779.088	643.703	285.992	10.652	9.817	45.439	46.324	528.570	1.721	72.153	31.278	57.060	2.752	354.601	41.216	-	-	4.281.266	3.198.188
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.757.619	3.548.582	84.531	84.885	699.394	571.750	-	-	443.017	388.260	184.666	130.366	178.422	123.912	-	-	-	-	5.347.649	4.847.755
Otros pasivos no financieros corrientes	23.459.224	15.843.003	1.964.606	831.606	636.593	668.363	-	-	657.577	1.164.058	-	-	-	-	-	-	-	-	26.718.000	18.507.030
Total Pasivos Corrientes distintos de las pasivos incluidos en grupos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	**184.241.369**	**132.512.175**	**8.340.349**	**5.452.581**	**51.527.104**	**33.326.769**	**3.425.026**	**3.154.364**	**6.512.965**	**5.799.419**	**24.247.186**	**56.250.751**	**25.723.805**	**12.822.190**	**37.746.505**	**13.964.955**	**(58.685.427)**	**(57.518.385)**	**283.078.882**	**205.764.819**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	**184.241.369**	**132.512.175**	**8.340.349**	**5.452.581**	**51.527.104**	**33.326.769**	**3.425.026**	**3.154.364**	**6.512.965**	**5.799.419**	**24.247.186**	**56.250.751**	**25.723.805**	**12.822.190**	**37.746.505**	**13.964.955**	**(58.685.427)**	**(57.518.385)**	**283.078.882**	**205.764.819**
PASIVOS NO CORRIENTES																				
Otros pasivos financieros no corrientes	149.194.542	154.582.896	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149.194.542	154.582.896
Pasivo por impuestos diferidos	2.533.676	277.129	1.600.033	1.366.858	20.500.977	15.017.795	-	-	7.215.690	6.480.207	3.079.568	854.023	-	-	60.695	23.034	-	-	34.990.639	24.019.046
Otros pasivos no financieros no corrientes	1.012.549	5.550.331	749	749	9.289.543	9.543.510	-	-	27.729	26.517	-	-	-	-	-	-	-	-	10.330.570	15.121.107
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	5.284.779	4.818.870	108.266	97.982	870.188	704.349	-	-	565.521	525.108	46.877	30.702	16.006	9.907	-	-	-	-	6.891.637	6.186.918
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**158.025.546**	**165.229.226**	**1.709.048**	**1.465.589**	**30.660.708**	**25.265.654**	**-**	**-**	**7.808.940**	**7.031.832**	**3.126.445**	**884.725**	**16.006**	**9.907**	**60.695**	**23.034**	**-**	**-**	**201.407.388**	**199.909.967**
TOTAL PASIVOS	**342.266.915**	**297.741.401**	**10.049.397**	**6.918.170**	**82.187.812**	**58.592.423**	**3.425.026**	**3.154.364**	**14.321.905**	**12.831.251**	**27.373.631**	**57.135.476**	**25.739.811**	**12.832.097**	**37.807.200**	**13.987.989**	**(58.685.427)**	**(57.518.385)**	**484.486.270**	**405.674.786**
PATRIMONIO																				
Patrimonio Atribuible a los propietarios de la controladora	**411.474.961**	**401.354.140**	**16.358.237**	**15.859.148**	**149.501.296**	**150.767.504**	**4.728.374**	**5.597.382**	**78.040.424**	**74.073.988**	**17.037.519**	**842.443**	**22.265.658**	**24.017.313**	**1.404.922**	**414.591**	**(289.336.430)**	**(271.572.369)**	**411.474.961**	**401.354.140**
Participaciones No Controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-							17.238.867	17.935.389	17.238.867	17.935.389
TOTAL PATRIMONIO	**411.474.961**	**401.354.140**	**16.358.237**	**15.859.148**	**149.501.296**	**150.767.504**	**4.728.374**	**5.597.382**	**78.040.424**	**74.073.988**	**17.037.519**	**842.443**	**22.265.658**	**24.017.313**	**1.404.922**	**414.591**	**(272.097.563)**	**(253.636.980)**	**428.713.828**	**419.289.529**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	**753.741.876**	**699.095.541**	**26.407.634**	**22.777.318**	**231.689.108**	**209.359.927**	**8.153.400**	**8.751.746**	**92.362.329**	**86.905.239**	**44.411.150**	**57.977.919**	**48.005.469**	**36.849.410**	**39.212.122**	**14.402.580**	**(330.782.990)**	**(311.155.365)**	**913.200.098**	**824.964.315**

Estado de Resultados Integrales Ganancia (Pérdida)	SAESA 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$	LUZ OSORNO 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$	STS 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$	SGA 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$	EDELAYSEN 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$	STN 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$	STC 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 31/12/2016 M$	SATT 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 31/12/2016 M$	ELIMINACIONES 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$	TOTALES 01/01/2017 al 31/12/2017 M$	 01/01/2016 al 31/12/2016 M$
Ingresos de Actividades Ordinarias	239.784.002	229.196.018	19.567.199	18.257.288	29.146.721	25.502.983	21.365.459	18.019.628	19.454.210	18.155.182	5.834.808	3.458.787	-	-	980.651	109.287	-	-	336.133.050	312.699.173
Otros ingresos	34.659.529	25.458.866	1.764.487	973.743	1.582.964	662.443	131.749	99.244	2.509.928	1.267.037	794.699	499.782	-	-	191	277	-	-	41.443.547	28.961.392
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(192.364.604)	(186.583.877)	(14.166.658)	(14.061.437)	(305.308)	(397.468)	(20.402.756)	(17.424.126)	(4.602.229)	(7.468.166)	-	-	-	-	-	-	-	-	(231.841.555)	(225.935.074)
Gastos por Beneficios a los Empleados	(13.437.678)	(12.300.610)	(403.688)	(407.942)	(2.217.920)	(1.936.390)	-	-	(2.320.783)	(2.101.143)	(579.668)	(325.944)	-	-	-	-	-	-	(18.959.737)	(17.072.029)
Gasto por Depreciación y Amortización	(9.516.366)	(9.475.256)	(790.867)	(760.401)	(4.291.295)	(4.284.776)	-	-	(2.671.112)	(2.906.215)	(2.123.924)	(1.250.649)	-	-	(198.400)	(29.676)	-	-	(19.591.964)	(18.706.973)
Otros Gastos por Naturaleza	(35.602.515)	(26.452.071)	(2.129.658)	(1.251.552)	(4.037.857)	(3.622.953)	(41.877)	(30.269)	(5.629.222)	(4.050.612)	(1.054.820)	(445.280)	(82.145)	(104.538)	(62.136)	(20.653)	-	-	(48.640.230)	(35.977.928)
Otras Ganancias (Pérdidas)	265.448	(121.800)	1.961	(4.491)	2.160	(12.120)	-	-	714	(108.095)	-	-	-	-	-	-	-	-	270.283	(246.506)
Ingresos Financieros	1.329.510	1.378.615	24.618	48.227	107.768	542.829	215.235	245.582	622.491	733.366	27.838	3.054	582	2.287	4.393	131	(1.782.897)	(1.806.030)	549.538	1.148.061
Costos Financieros	(8.368.585)	(7.355.242)	(11.600)	(77.976)	(490.431)	(986.584)	(18)	(4)	(1.128)	(926)	(1.452.158)	(968.683)	-	(363)	(134)	(73)	1.782.897	1.806.030	(8.541.157)	(7.583.821)
Participación en la ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	27.792.462	18.208.511	-	-	273.071	6.389	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(26.836.013)	(17.738.777)	1.229.520	476.123
Diferencias de Cambio	(1.984.510)	(1.924.073)	-	-	7.225	8.273	467.702	338.962	(1.393)	2.129	526.313	71.323	309.513	25.644	305.185	(15.550)	-	-	(369.965)	(1.493.292)
Resultados por Unidades de Reajuste	(3.216.482)	(4.642.339)	1.175	17.591	4.887	129.475	3.917	8.928	22.596	31.874	76.935	199.649	68.128	49.930	62.053	9.305	-	-	(2.976.791)	(4.195.587)
Ganancia (pérdida) Antes de Impuesto	**39.340.211**	**25.386.742**	**3.856.969**	**2.733.050**	**19.781.985**	**15.612.101**	**1.739.411**	**1.257.945**	**7.384.072**	**3.554.431**	**2.050.023**	**1.242.039**	**296.078**	**(27.040)**	**1.091.803**	**53.048**	**(26.836.013)**	**(17.738.777)**	**48.704.539**	**32.073.539**
Gasto por Impuestos a las Ganancias	(3.954.047)	(1.885.370)	(1.019.259)	(603.288)	(4.917.152)	(4.623.492)	(284.938)	(182.051)	(1.720.612)	(618.694)	(520.186)	(303.251)	(58.051)	39.753	(255.940)	(33.354)	-	-	(12.730.185)	(8.209.747)
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Continuadas	**35.386.164**	**23.501.372**	**2.837.710**	**2.129.762**	**14.864.833**	**10.988.609**	**1.454.473**	**1.075.894**	**5.663.460**	**2.935.737**	**1.529.837**	**938.788**	**238.027**	**12.713**	**835.863**	**19.694**	**(26.836.013)**	**(17.738.777)**	**35.974.354**	**23.863.792**
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuadas																				
Ganancia (pérdida)	**35.386.164**	**23.501.372**	**2.837.710**	**2.129.762**	**14.864.833**	**10.988.609**	**1.454.473**	**1.075.894**	**5.663.460**	**2.935.737**	**1.529.837**	**938.788**	**238.027**	**12.713**	**835.863**	**19.694**	**(26.836.013)**	**(17.738.777)**	**35.974.354**	**23.863.792**

29 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos efectuados al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	30.084	27.664
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	1.835	10.637
Saesa	Gestión de residuos	Costo	6.414	62.425
Saesa	Reforestaciones	Inversión	86.546	32.591
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	534	1.593
Saesa	Proyectos de inversión	Inversión	3.514	-
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	300	-
STS	Asesorías medioambientales	Costo	1.560	10.245
STS	Gestión de residuos	Costo	1.797	3.178
STS	Reforestaciones	Inversión	3.000	53.090
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	1.262	665
STS	Proyectos de inversión	Inversión	348.818	567.594
Edelaysen	Evaluación plan de manejo	Inversión	1.100	630
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Costo	21	3
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	91.008	62.410
Edelaysen	Reforestaciones	Inversión	-	563
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Costo	886	555
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	1.805	21.947
STN	Proyectos de inversión	Inversión	-	1.368
STC	Proyectos de inversión	Inversión	380.925	367.994
SATT	Proyectos de inversión	Inversión	8.019	72.184
Totales			**969.428**	**1.297.336**

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 2017 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	Total M$	2018 M$	2019 M$	2020 M$	2025 M$
Agencia Chilena de Eficiencia Energética	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	522.158	522.158	-	-	-
Gobierno Regional de Aysén	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	16.094	16.094	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	422.677	321.352	101.325	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	12.979.588	1.461.788	939.785	10.578.015	-
Gobierno Regional de los Ríos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	7.400.521	4.773.658	1.877.809	749.054	-
Gobierno Regional de Magallanes y Antártica Chilena	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	36.976	36.976	-	-	-
Gobierno Regional de Tarapacá	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	21.002	-	21.002	-	-
Ilustre Municipalidad de Cabrero	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	83.641	-	83.641	-	-
Ilustre Municipalidad de Carahue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	26.902	-	-	-	26.902
Ilustre Municipalidad de Castro	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.165	4.165	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Cochamó	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.000	1.000	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Coihueco	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	28.782	-	-	14.391	14.391
Ilustre Municipalidad de Collipulli	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	31.891	-	-	-	31.891
Ilustre Municipalidad de Dalcahue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.120	1.120	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Guaitecas	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	24.637	24.637	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Hualaihue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.106	3.106	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Lautaro	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	14.151	-	-	-	14.151
Ilustre Municipalidad de Lebu	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	32.920	-	-	-	32.920
Ilustre Municipalidad de Mulchén	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	59.091	-	59.091	-	-
Ilustre Municipalidad de Penco	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	53.134	-	-	14.391	38.743
Ilustre Municipalidad de Portezuelo	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	15.578	-	-	7.789	7.789
Ilustre Municipalidad de Puerto Montt	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	400	400	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Quinchao	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	9.445	9.445	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Ranquil	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.544	-	-	1.772	1.772
Ilustre Municipalidad de Saavedra	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	7.862	-	-	-	7.862
Ilustre Municipalidad de San Juan de la Costa	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	12.811	12.811	-	-	-
Ilustre Municipalidad de San Nicolás	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	26.866	-	-	13.433	13.433
Ilustre Municipalidad de Tirúa	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.935	-	-	-	10.935
Ilustre Municipalidad de Yungay	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	13.520	-	-	6.760	6.760
Ilustre Municipalidad Torres del Payne	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.000	1.000	-	-	-
Municipalidad de Ancud	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	173.368	-	86.684	86.684	-
Municipalidad de Arica	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	500	500	-	-	-
Municipalidad de Curanilahue	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.000	1.000	-	-	-
Municipalidad de Licantén	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	300	300	-	-	-
Subsecretaria de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	870.193	870.193	-	-	-
Subsecretaria del Medio Ambiente	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	4.852	-	4.852	-	-
Colbún	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	50.003	-	50.003	-	-
Delegación Provincial Serviu Chiloé	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.504	1.504	-	-	-
Director de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	742.398	669.628	72.770	-	-
Director Regional de Vialidad	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	284.125	177.782	106.343	-	-
Director Regional de Vialidad Atacama	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	27.064	27.064	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.287	4.287	-	-	-
Director Regional de Vialidad VII Región del Maule	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	12.755	-	12.755	-	-
Ministerio de Bienes Nacionales	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	34.390	34.390	-	-	-
Serviu Chiloé	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	135	-	135	-	-
Serviu Región de los Lagos	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	160.351	160.351	-	-	-
Transelec S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	26.597	26.597	-	-	-
Chilquinta Energía S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	6.583.973	4.346.283	2.237.690	-	-
Forestal Arauco S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	6.164	6.164	-	-	-
Ministerio de Energía	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.015.690	883.566	1.132.124	-	-
Parque Eólico Cabo Leones I S.A.	Saesa	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.733.179	2.733.179	-	-	-
Gobierno Regional de Aysén	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	3.447	3.447	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	766.456	766.456	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Chaitén	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.500	2.500	-	-	-
Director Regional de Vialidad	Edelaysen	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	13.457	10.558	2.899	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.909.262	663.437	1.245.825	-	-
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	202.711	200.317	2.394	-	-
Director Regional de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	3.990	3.990	-	-	-
Empresa Nacional de Minería	SGA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	147.082	147.082	-	-	-
San Andrés SPA	SATT	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	430.325	430.325	-	-	-
				Totales	**39.077.575**	**19.360.610**	**8.037.127**	**11.472.289**	**207.549**

La Sociedad mantiene boletas de garantía vigentes con Chilquinta Energía S.A. (CHE), en el marco de la postulación y adjudicación de proyectos de transmisión troncal que fueran adjudicados a un consorcio compuesto por ambas sociedades.

En particular, a dicho consorcio le fueron adjudicados los proyectos denominados Nueva Línea 2x220 kV Cardones-Diego de Almagro y Nueva Línea 2x220 kV Ciruelos-Pichirropulli. Luego de dicha adjudicación, de conformidad a la normativa aplicable, Saesa y CHE con el fin de desarrollar los proyectos constituyeron una sociedad de giro exclusivo de transmisión (Eletrans S.A.) en cuyo capital participan por partes iguales. Eletrans S.A. presentó a la autoridad boletas de garantía bancarias de fiel cumplimiento y para garantizar la ejecución de los proyectos y el pago de multas. Dichas boletas fueron otorgadas con el aval 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

boletas avaladas por CHE a Eletrans. 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.

Adicionalmente, el primer semestre del año 2017, el Consorcio integrado por Saesa y CHE participó en el proceso de licitación troncal por el proyecto Nueva Línea Nueva Maitencillo - Punta Colorada – Nueva Pan De Azúcar 2x220 kV, 2x500 MVA. Para efectos de participar en dicha licitación, CHE presentó a la autoridad, por cuenta del Consorcio, boletas de garantía bancarias por seriedad de la propuesta y para constitución de sociedad anónima de giro exclusivo transmisión. Saesa presentó a CHE dos boletas de garantía (por cada concepto) cada una por el 50% del valor de las boletas presentadas por CHE a la autoridad, que para su cobro por parte de esta última obedecen a la misma lógica indicada precedentemente.

Tal como se aprecia en el cuadro anterior, el monto total garantizado por este concepto alcanza a M$6.583.973 al 31 de diciembre de 2017.

31 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2017 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$13.105.436 (M$9.548.641 en 2016).

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 2017 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 2017 este indicador es de 1,16.

- 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 2.417 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad y sus filiales han distribuido 2.486 GWh por los anteriores 12 meses móviles enero - diciembre 2017). Adicionalmente, en 2017 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 2017 este indicador es de 2,71.

Al 31 de diciembre de 2017, 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 2017 este indicador es de 2,71.

- 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 2017 este indicador es de 7,5.

Al 31 de diciembre de 2017 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 2017 este indicador es de 2,71.

- 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 2017 este indicador es de 7,5.

Al 31 de diciembre de 2017 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 2017 este indicador es de 2,71.

- 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 2017 este indicador es de 7,5.

Al 31 de diciembre de 2017 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 2017 este indicador es de 2,68.

- 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 2017 este indicador es de 7,5.

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 2017 este indicador es de 1,16.

- 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 2.417 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad y sus filiales han distribuido 2.486 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero - diciembre 2017). Adicionalmente, en 2017 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

33 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

31/12/2017											
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	18.478.390	261.185.717	77.250.909	30.676.714	29.146.721	14.983.609	12.849.850
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	28.200.293	64.162.036	6.512.965	7.808.940	19.454.210	5.663.460	5.665.474
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	9.042.613	17.365.021	8.340.349	1.709.048	19.567.199	2.837.710	2.841.236
99.528.750-1	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	7.664.307	489.093	3.425.026	-	21.365.459	1.454.473	960.006
76.410.374-2	SISTEMA DE TRANSMISION DEL NORTE S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	2.883.617	41.527.533	24.247.186	3.126.445	5.834.808	1.529.837	70.623
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.011.947	42.993.522	25.723.805	16.006	-	238.027	(1.690.836)
76.519.747-3	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	6.971.687	32.240.435	37.746.505	60.695	980.651	835.863	1.217.617

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	202.163.091	46.148.959	25.275.561	25.502.983	10.994.933	10.478.805
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	COMPAÑIA 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

34 Inversiones contabilizadas usando el método de la participación

Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), son accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III 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.

Durante el año 2017, Saesa realizó aportes a Eletrans por M$12.438.270 y a Eletrans III por M$646.825.

A continuación, se presenta un detalle de las sociedades contabilizadas por el método de la participación, al 31 de diciembre de 2017 y 2016:

Nombre	Porcentaje participación 31/12/2017 %	Patrimonio filial M$	Resultado filial M$	Participación Patrimonio 31/12/2017 M$	Participación Resultado 31/12/2017 M$	Clasificación Activo 31/12/2017 M$	Clasificación Pasivo (*) 31/12/2017 M$
Eletrans S.A.	50,00%	19.951.286	2.798.095	9.975.643	1.399.047	9.975.643	-
Eletrans II S.A	50,00%	(1.970.290)	(358.130)	(985.145)	(179.065)	-	(985.145)
Eletrans III S.A.	50,00%	1.247.844	19.076	623.922	9.538	623.922	-
Totales		**19.228.840**	**2.459.041**	**9.614.420**	**1.229.520**	**10.599.565**	**(985.145)**

Nombre	Porcentaje participación 31/12/2016 %	Patrimonio filial M$	Resultado filial M$	Participación Patrimonio 31/12/2016 M$	Participación Resultado 31/12/2016 M$	Clasificación Activo 31/12/2016 M$	Clasificación Pasivo (*) 31/12/2016 M$
Eletrans S.A.	50,00%	(7.766.609)	1.481.968	(3.883.305)	740.984	-	(3.883.305)
Eletrans II S.A	50,00%	(3.283.646)	(529.721)	(1.641.823)	(264.861)	-	(1.641.823)
Totales		**(11.050.255)**	**952.247**	**(5.525.128)**	**476.123**	**-**	**(5.525.128)**

(*) Se presenta en Nota 20 Otros pasivos no financieros no corrientes

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	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
			Hasta 90 días M$	Más de 90 días hasta 1 año M$	al 31/12/2017 M$	Más de 1 año hasta 2 años M$	Más de 2 años hasta 3 años M$	Más de 3 años hasta 4 años M$	Más de 4 años hasta 5 años M$	Más de 5 años M$	al 31/12/2017 M$
Chile	CLP	0,26%	20.154.500	-	20.154.500	-	-	-	-	-	-
Chile	USD	0,24%	18.965.093	-	18.965.093	-	-	-	-	-	-
Chile	USD	0,26%	10.014.596	-	10.014.596						
Chile	CLP	0,25%	11.055.440	-	11.055.440						
Chile	CLP	0,26%	7.010.878	-	7.010.878	-	-	-	-	-	-
		Totales	**67.200.507**	**-**	**67.200.507**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
			Hasta 90 días M$	Más de 90 días hasta 1 año M$	al 31/12/2016 M$	Más de 1 año hasta 2 años M$	Más de 2 años hasta 3 años M$	Más de 3 años hasta 4 años M$	Más de 4 años hasta 5 años M$	Más de 5 años M$	al 31/12/2016 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	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intéres Efectiva	Tasa de Intéres Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
								Hasta 90 días M$	Más de 90 días hasta 1 año M$	al 31/12/2017 M$	Más de 1 año hasta 2 años M$	Más de 2 años hasta 3 años M$	Más de 3 años hasta 4 años M$	Más de 4 años hasta 5 años M$	Más de 5 años M$	al 31/12/2017 M$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,26%	0,26%	20.154.500	-	20.154.500	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	USD	0,24%	0,24%	18.965.093	-	18.965.093	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	USD	0,26%	0,26%	10.014.596	-	10.014.596						
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Scotiabank	Chile	CLP	0,25%	0,25%	11.055.440	-	11.055.440						
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	0,26%	0,26%	7.010.878	-	7.010.878	-	-	-	-	-	-
							Totales	**67.200.507**	**-**	**67.200.507**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intéres Efectiva	Tasa de Intéres Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
								Hasta 90 días M$	Más de 90 días hasta 1 año M$	al 31/12/2016 M$	Más de 1 año hasta 2 años M$	Más de 2 años hasta 3 años M$	Más de 3 años hasta 4 años M$	Más de 4 años hasta 5 años M$	Más de 5 años M$	al 31/12/2016 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	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2017	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 31/12/2017
			M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	UF	3,00%	2.366.168	2.332.939	4.699.107	4.566.108	-	-	-	-	4.566.108
Chile	UF	3,60%	478.106	478.106	956.212	956.211	956.211	956.211	3.370.670	28.925.671	35.164.974
Chile	UF	3,75%	-	2.489.159	2.489.159	2.489.159	2.489.159	2.489.159	2.489.159	81.308.073	91.264.709
Chile	UF	1,60%	-	4.019.721	4.019.721	-	-	-	-	-	-
Chile	UF	3,20%	850.787	850.787	1.701.574	1.701.575	1.701.575	1.701.575	1.701.575	74.440.581	81.246.881
		Totales	**3.695.061**	**10.170.712**	**13.865.773**	**9.713.053**	**5.146.945**	**5.146.945**	**7.561.404**	**184.674.325**	**212.242.672**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2016	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**

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intéres Efectiva	Tasa de Intéres 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	al 31/12/2017	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 31/12/2017
								M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE I/N °664	Chile	UF	3,45%	3,00%	2.366.168	2.332.939	4.699.107	4.566.108	-	-	-	-	4.566.108
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE J/N °665	Chile	UF	3,87%	3,60%	478.106	478.106	956.212	956.211	956.211	956.211	3.370.670	28.925.671	35.164.974
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE L/N °397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.489.159	2.489.159	2.489.159	2.489.159	2.489.159	2.489.159	81.308.073	91.264.709
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE G/N °301	Chile	UF	1,56%	1,60%	-	4.019.721	4.019.721	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE O/N °742	Chile	UF	3,26%	3,20%	850.787	850.787	1.701.574	1.701.575	1.701.575	1.701.575	1.701.575	74.440.581	81.246.881
							Totales	**3.695.061**	**10.170.712**	**13.865.773**	**9.713.053**	**5.146.945**	**5.146.945**	**7.561.404**	**184.674.325**	**212.242.672**

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intéres Efectiva	Tasa de Intéres 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	al 31/12/2016	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	BONO SERIE I/N °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 J/N °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 L/N °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 G/N °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 O/N °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**

36 Moneda Extranjera

	ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
	ACTIVOS CORRIENTES				
	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	10.637	14.045
(*)	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Peso chileno	Dólar	670.746	103.844
	Otros Activos no Financieros Corrientes	Peso chileno	Dólar	19.448	31.840
	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Peso chileno	3.080.301	3.541.619
	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	Dólar	664	637
(*)	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	Peso chileno	Dólar	4.258.468	6.402.750
(**)	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	5.467.101	6.851.037
	Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso Chileno	24.885.403	28.309.194
(*)	Activos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	11.240.269	12.959.636
	TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**49.633.037**	**58.214.602**
	ACTIVOS NO CORRIENTE				
	Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	4.849.868	6.344.332
	Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	Dólar	Peso chileno	10.599.565	-
	Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Dólar	754	1.407
	Cuentas por Cobrar no Corrientes	Peso chileno	Dólar	-	3.201
(*)	Activo por Impuestos Diferido	Peso Chileno	Dólar	165.662	125.007
	Otros Activos no Financieros, No Corrientes	Peso Chileno	Dólar	33.749	50.624
	TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**15.649.598**	**6.524.571**
	TOTAL ACTIVOS			**65.282.635**	**64.739.173**

	PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2017 M$	31/12/2016 M$
	PASIVOS CORRIENTES				
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	Dólar	Peso chileno	28.903.373	-
	Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	9.677.201	9.561.859
(*)	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Peso chileno	Dólar	6.065.876	4.279.762
(*)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	1.202.045	541.305
(**)	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Peso chileno	Dólar	13.939	423.749
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	UF	Dólar	241	-
	Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	UF	Peso chileno	6.818.734	-
(*)	Otras Provisiones Corrientes	Peso chileno	Dólar	458	-
(*)	Pasivos por Impuestos Corrientes, Corriente	Peso chileno	Dólar	119.183	80.355
	Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	363.088	254.278
	TOTAL PASIVOS CORRIENTES			**53.164.138**	**15.141.308**
	PASIVOS NO CORRIENTES				
	Otros Pasivos Financieros no Corriente	U.F.	Peso chileno	149.194.542	154.582.896
	Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	Dólar	Peso chileno	985.145	5.525.127
	Pasivos por Impuestos Diferidos	Peso chileno	Dólar	459	867
	Provisiones No corrientes por Beneficios a los Empleados	Peso chileno	Dólar	62.884	40.608
	TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			**150.243.030**	**160.149.498**
	TOTAL PASIVOS			**203.407.168**	**175.290.806**

(*) 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 Sanciones

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2017, la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores y Seguros en su Resolución Exenta N°1.081 de fecha 9 de marzo de 2017, aplicó Sanción de Censura a la Sociedad por envío fuera de plazo de la lista de accionistas según lo requiere la Sección III de la Circular N°1.481 de 2000. La Sociedad no presentó reclamación judicial.

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a la Sociedad y sus filiales, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 19.3.2 Multas.

38 Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 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 2017

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

	Dic-17 MM$	Dic-16 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos corrientes	154.058	128.905	25.153	20%
Activos no corrientes	759.142	696.059	63.083	9%
Total activos	**913.200**	**824.964**	**88.236**	**11%**
Pasivos corrientes	283.079	205.765	77.314	38%
Pasivos no corrientes	201.407	199.910	1.497	1%
Patrimonio	428.714	419.290	9.424	2%
Total pasivos y patrimonio	**913.200**	**824.964**	**88.236**	**11%**

1) Activos

Presentan un aumento de MM$88.236 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM$25.153 y un aumento en los Activos no corrientes de MM$63.083.

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

a) Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM$2.058), principalmente por mayores ingresos operacionales netos; compensado parcialmente con aporte de capital a relacionada Eletrans.

a) Aumento en las Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar (MM$12.755), principalmente por diferencias pendientes de reliquidar con el Sistema Eléctrico y/o clientes (que en este caso resultaron por cobrar por parte de la Sociedad), cuya forma de cancelación y monto son instruidas a través de decretos emitidos por el Regulador Eléctrico. Estos ajustes persiguen equiparar los precios de las tarifas del cliente residencial a nivel nacional o bien premiar sectores con generación instalada, entre otros.

b) Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM$11.777), principalmente por préstamos en cuenta corriente a la relacionada Sagesa S.A. y Frontel y materiales y costo de personas por cobrar a Frontel.

Lo anterior compensado parcialmente con una disminución en Activos por impuestos corrientes (MM$2.219), principalmente por menor IVA crédito fiscal por recuperar relacionado con construcción de obras importantes, especialmente por la recuperación de IVA crédito realizada en diciembre 2017 por la filial Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN), la que fue compensada parcialmente por el mayor IVA crédito producto de inversiones en líneas de Transmisión de sus filiales Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC) y Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT).

La variación positiva del ítem de Activos no corrientes por MM$63.083 se explica principalmente por:

a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM$53.600) 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.

b) Aumento en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación (MM$10.600), por aporte de capital a Eletrans S.A. (negocio conjunto con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa).

c) Aumento en Activos por impuestos diferidos (MM$1.947), principalmente por impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales.

Lo anterior compensado parcialmente con:

a) Disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes (MM$1.647), por disminución de deuda no corriente por cobrar por alumbrados públicos.

b) Disminución en Activos intangibles distintos de la plusvalía (MM$1.393), principalmente por disminución de activo intangible Software neto, debido a la amortización de dicho activo.

2) Pasivos

Los Pasivos aumentan en MM$78.811 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM$77.314 y un aumento en los Pasivos no corrientes de MM$1.497.

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

a) Aumento de Otros pasivos Financieros (MM$48.219), por préstamo bancario a corto plazo obtenido en el mes de abril por la Sociedad y su filial STS. Estos préstamos se utilizan para financiar el importante crecimiento en proyectos de Transmisión. La Sociedad está evaluando estructurar esta deuda en el largo plazo, una vez que los proyectos estén operando.

b) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM$19.874), por facturas de proveedores por compra de energía y peajes y por cuentas por pagar por bienes y servicios que no terminaron el ciclo de compra, así como también pagos pendientes de reliquidar por diferencias con el Sistema Eléctrico que persiguen equiparar las tarifas de compra de energía del cliente a nivel nacional.

c) Aumento en Otros pasivos no financieros (MM$8.210), por mayor subvención gubernamental por aportes del Fondo Nacional de Desarrollo Regional, destinados a financiar obras de electrificación rural y social.

El aumento de los Pasivos no corrientes, se explica por

a) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM$10.971), debido principalmente a mayores diferencias temporales originada por la comparación entre bases tributarias y financieras que afectan a Propiedades, planta y equipo.

Lo anterior compensado parcialmente por:

b) Disminución Otros pasivos financieros no corrientes (MM$5.388), por traspaso al corriente de cuota de capital de los bonos Series G e I; compensado parcialmente por actualización de capital de bonos Serie I, J, L y O.

c) Disminución en Otros pasivos no financieros no corrientes (MM$4.791), relacionado con el menor patrimonio negativo en negocios conjuntos (Eletrans, y Eletrans II). En el año 2017, la Sociedad realizó un aporte de capital a Eletrans con lo que paso a tener patrimonio positivo y fue reclasificada en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación. Eletrans II aún mantiene patrimonio negativo y se muestra en esta cuenta de pasivo. Estas dos sociedades son negocios conjuntos con Chilquinta, empresa que no pertenece al Grupo empresarial Saesa.

3) Patrimonio

Presenta un aumento de MM$9.424 (MM$10.121 sin participaciones controladoras) respecto de diciembre de 2016, principalmente por el resultado del periodo (MM$35.386) y derivado de flujo de caja perteneciente a Eletrans S.A., Eletrans II S.A., y filiales STN y STC (MM$ 1.782); compensado parcialmente por ajuste de conversión de las filiales SGA, STN, STC, Sagesa S.A. y relacionadas Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (MM$3.479), pago de dividendo 2017 neto de provisión (MM$12.925) y provisión de dividendo mínimo (MM$10.615).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-17	Dic-16	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,5	0,6	(13,1%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,5	0,6	(12,1%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,1	1,0	16,8%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	9,1	7,5	21,3%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	58,4%	50,7%	15,2%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	41,6%	49,3%	(15,6%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM$	80.677	74.371	8,5%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	6,7	6,2	7,1%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	55	59	(6,9%)
	Rotación de cuentas por cobrar (9)	Días	77,1	80,8	(4,6%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (10)	MM$	78.135	57.206	36,6%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (11)	%	8,48%	5,72%	48,3%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (12)	%	4,14%	2,96%	39,9%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (13)	%	12,03%	10,12%	18,8%
	Utilidad por acción (14)	$	0,0039	0,0026	50,6%

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:

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

* *Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Rotación Cuentas por Cobrar:

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

(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):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Patrimonio actual} + \text{Patrimonio año anterior} \right) / 2}$$

(12) Rendimiento del Activo (anualizado):

$$= \frac{\left(\frac{12}{\text{N° mes del cierre contable}} \right) \text{ X Ganancia (Pérdida)}}{\left(\text{Total Activos actual} + \text{Total Activos año anterior} \right) / 2}$$

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

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

(14) Utilidad por acción:

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

Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-17 MM$	Dic-16 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	377.577	341.661	35.916	11%
Materias primas y consumibles utilizados	(231.842)	(225.935)	(5.907)	3%
Margen de contribución	**145.735**	**115.726**	**30.009**	**26%**
Gasto por beneficio a los empleados	(18.960)	(17.072)	(1.888)	11%
Otros gastos por naturaleza	(48.640)	(35.978)	(12.662)	35%
Resultado bruto de explotación	**78.135**	**62.676**	**15.459**	**25%**
Gasto por depreciación y amortización	(19.592)	(18.707)	(885)	5%
Resultado de explotación	**58.543**	**43.969**	**14.574**	**33%**
Resultado financiero	(11.338)	(12.125)	787	(6%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	1.229	476	753	158%
Otras ganancias (pérdidas)	270	(247)	517	(209%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	48.704	32.073	16.631	52%
Gasto por impuestos a las ganancias	(12.730)	(8.210)	(4.520)	55%
Ganancia (përdida)	**35.974**	**23.863**	**12.111**	**51%**
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	35.386	23.501	11.885	51%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	588	362	226	62%

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto al año anterior, en MM$14.574, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM$30.009 debido principalmente a:

- Mayor margen de Distribución (MM$9.483), por entrada en vigor de las nuevas tarifas de VAD que aumentaron los ingresos de la Sociedad en MM$6.810 (de estos, MM$1.362 corresponde al período Nov-Dic 2016) e incremento en venta de energía (3,3%), especialmente clientes residenciales, lo que contribuye a una mejor estructura de ventas, aumentando el margen.

- Mayor margen en Transmisión Dedicada (MM$2.837), principalmente por ingresos provenientes de nuevos proyectos en operación a partir del segundo

semestre de 2016 (proyectos Sitramel y San Andres), y segundo semestre 2017 (proyecto Maria Elena).

- Mayor margen en Transmisión Nacional y Zonal (MM$3.544), principalmente por mayor crecimiento de la demanda del sistema (4,8%), indexación por factores macroeconómicos y menores pérdidas de energía en el sistema de transmisión que permiten un uso más eficiente.

- Mayor margen en Generación Edelaysen (MM$3.657), principalmente por menor consumo de combustible para centrales térmicas en el año 2017 por mayor disponibilidad de agua en la Región (el año 2016 fue un año muy seco).

- Mayor margen en Comercialización de energía (MM$738), principalmente por mayores ingresos debido la incorporación de clientes no regulados.

- Mayores Otros ingresos (MM$6.943), principalmente por mayores ingresos por construcción y mantenimiento de obras de terceros (alumbrado público) y ventas al detalle de productos y servicios y otros ingresos.

Lo anterior compensado parcialmente por:

a) Mayores Gastos del personal (MM$1.888), por incremento de dotación e indexación de IPC.

b) Mayores gastos de Operación y mantenimiento sistema eléctrico por un total de (MM$3.387), principalmente por mayores actividades de mantenimientos correctivos, control de vegetación y emergencias climáticas ocurridas durante el año, así como el pago de compensaciones por suministro eléctrico derivadas de los cortes relacionados principalmente por esas emergencias climáticas.

c) Incremento en costos de Contratistas que participan en las actividades comerciales de distribución (lectura de medidores, reparto de boletas, corte y reposición de suministro y otros), debido al fuerte enfoque de atención al cliente que ha impulsado la Empresa por (MM$913).

d) Mayores costos de administración por (MM$1.248) relacionados principalmente con asesorías especiales para Plan Estratégico de largo plazo de la Sociedad y asesorías y provisiones por contingencia legales (que han aumentado por mayores exigencias tanto de autoridades como de los clientes).

e) Mayores Egresos por construcción de obras de terceros por (MM$6.053), relacionado con los costos de materiales y contratistas de construcción y mantenimiento de obras de terceros (alumbrado público), ventas al detalle de productos y servicios y otros ingresos.

f) Mayores gastos en depreciación y amortización (MM$885) por cierre de obras de transmisión, principalmente de proyecto Sitramel.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM$787 (menor pérdida) con respecto al año anterior, por:

a) Menores costos por los conceptos de Resultados por unidades de reajuste (MM$1.218), originado por una menor variación del valor de la UF en el año 2017 (1,7%) versus 2016 (2,8%) que afecta a las deudas indexadas a este tipo de moneda.

b) Menores costos por diferencia de cambio (MM$1.124), originado por 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 utilidades cuando se aprecia esta moneda, que fue lo que ocurrió en 2017 versus 2016; compensado parcialmente con actualización de crédito en cuenta corriente en dólares que la Sociedad entregó a sus filiales STN, STC y SATT (que tienen moneda funcional dólar).

Lo anterior, compensado parcialmente con una disminución de los ingresos financieros, así como un aumento de los créditos y su correspondiente gasto financiero por mayores requerimientos de caja (MM$1.557).

3) Mayores ingresos (variación positiva) en participación en las ganancias de asociadas que se contabilizan utilizando el método de la participación por (MM$753), correspondiente a las empresas Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III 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 en el segundo semestre del 2016 de la primera etapa “Diego de Almagro-Cardones”, y en el segundo semestre 2017 la segunda etapa “Ciruelos-Pichirropulli”, correspondientes a Eletrans S.A. (50% de su activo total), adicionalmente un mejor resultado por diferencia de cambio.

4) Mayor impuesto a la renta (MM$ 4.521), principalmente por mayor utilidad del período y mayor tasa respecto del año anterior (25,5% versus 24,0%).

5) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM$ 35.974 lo que implicó un aumento de MM$12.111 respecto al año anterior.

II. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-17 MM$	Dic-16 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	105.898	83.702	22.196	27%
de la Inversión	(111.632)	(89.008)	(22.624)	25%
de Financiación	7.783	(3.901)	11.684	(300%)
Flujo neto del período	**2.049**	**(9.207)**	**11.256**	**(122%)**
Variación en la tasa de cambio	9	(13)	22	(169%)
Incremento (disminución)	**2.058**	**(9.220)**	**11.278**	**(122%)**
Saldo Inicial	12.769	21.989	(9.220)	(42%)
Saldo Final	**14.827**	**12.769**	**2.058**	**16%**

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó a MM$14.827, mayor en un 16% respecto al año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto el año anterior, se explica principalmente por:

1) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de operación principalmente por mayores ingresos operacionales netos (mayor Ebitda) y recuperación de IVA crédito fiscal en diciembre 2017, vía administrativa, por MM$ 6.058 correspondiente al acumulado por construcción de sistema de transmisión en filial STN.

2) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente por aporte de capital a Eletrans en el primer semestre del año 2017 y mayores préstamos a entidades relacionadas.

3) Flujo positivo de efectivo en Actividades de financiación, principalmente por mayores préstamos recibidos (de entidades financieras y relacionadas).

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 Edelaysen desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución (integrada verticalmente por su calidad de sistema no conectado al 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 escala, desarrolla el negocio de generación con su filial SGA, la que comercializa energía en el SIC generada por la relacionada Sagesa S.A. y a través de contratos de suministro con generadoras para abastecer a sus clientes.

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, STC, Cabo Leones (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

El proyecto llevado a cabo por STN (línea 2x220 kV Kapatur – O´Higgins en el SING) entró en operación durante el mes de junio de 2016, y los proyectos de STC (Línea 2x220 kV San Fabián – Ancoa) y SATT (S/E Kimal) 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.

En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas en base a normas dictadas 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 tarificados. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

Cabe mencionar que las expansiones de las instalaciones de Transmisión Nacional, son determinadas por la CNE a partir de procesos de planificación centralizada y realizados anualmente. La construcción y explotación de las obras requeridas se adjudicará como resultado de un proceso de licitación pública internacional. Las condiciones de la remuneración de dichos activos dependerán del tipo de obra que se trate (obra nueva o ampliación), aunque en ambos casos consideran que recién luego de cinco períodos tarifarios (20 años), desde la fecha de entrada en operación, se revisará el Valor de Inversión (V.I.) de dichas instalaciones como parte de un proceso tarifario. Así también las ampliaciones de instalaciones existentes u otras nuevas en Transmisión Zonal a partir de 2018, estarán sometidas a licitaciones públicas en donde se fijan las tarifas y condiciones de servicio para los próximos 20 años.

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 de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados 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 valorizados 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 aproximadamente M$2.000 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 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 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.

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó el nuevo Decreto de fórmulas de tarifas, que rige desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

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 (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio. Esta fijación implicó un aumento en los ingresos de actividades ordinarias de la Sociedad de aproximadamente un 1,6% para el año 2017 (comparado con ingresos del año 2017 sin cambio de tarifa).

Respecto de la fijación de Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se esperan nuevas tarifas para el transcurso del año 2018, mediante la publicación del Decreto respectivo. Actualmente está vigente el decreto del proceso anterior, publicado el 14 de marzo de 2014.

Cabe mencionar que en diciembre 2017 se publicó la norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo. No obstante, gran parte de estos estándares serán exigibles una vez su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución. Durante el año 2018 se espera una nueva fijación tarifaria que permita a las empresas costear estas nuevas exigencias.

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 con la legislación vigente corresponde determinar cada cuatro años el valor anual de los sistemas de Transmisión Zonal (ex - subtransmisión), con dos años de diferencia respecto del cálculo del VAD.

Mediante la Ley N°20.805 publicada el año 2015, se extendió la aplicación del DS N°14 que fijaba las tarifas de transmisión zonal para el período 2011-2014 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 el servicio de Transmisión, principalmente Zonal. En especial, se estableció un regimen tarifario para el período 2018-2019, que permitire establecer la valorización del catastro de instalaciones existentes y cuyo proceso de cálculo se inició hacia fines del 2016 y respecto del cual se espera que el respectivo decreto tarifario sea publicado a principios del 2018. La misma Ley establece un regimen de revisión cuatrienal para establecer la valorización de instalaciones que sean calificadas como Zonal, aplicable desde el año 2020 en adelante.

e) **Fijación de tarifas de Transmisión Nacional**

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, 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 SAESA y del 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.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la transmisión, tanto nacional como 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, ante la CNE, el Honorable Panel de Expertos o la Contraloría General de la República, según sea el caso.

2) Contratos de suministro clientes regulados

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 como resultado de las últimas licitaciones de suministro realizados coordinadamente entre todas las distribuidoras, según las Bases Técnicas publicadas por CNE.

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 que permiten el traspaso de exedentes entre distribuidoras.

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, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (Enero 2024 – Diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, 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, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

3) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SEN 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 o retraso de construcción de proyectos de generación.

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

- Los cambios legislativos mejoraron los incentivos para la inversión en generación y transmisión eléctrica.
- A través de las licitaciones de suministro y licitaciones de obras de transmisión el regulador aumentó la matriz energética disponible.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante 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.