



Reporte Anual 2017

Índice

Carta del Presidente del Directorio	3
Visión Corporativa.....	6
Identificación de la sociedad	7
Antecedentes Relevantes	8
Estructura de la Propiedad	9
Propiedad y Control	10
Gobierno Corporativo	11
Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible.....	13
Directorio	16
Administración	17
Estructura Organizativa.....	18
Marcha de la Empresa	19
Reseña Histórica.....	24
Descripción del Sector Eléctrico.....	27
Actividades de la Sociedad.....	34
Factores de Riesgo	36
Gestión Financiera	39
Hechos relevantes.....	42
Declaración de Responsabilidad	43
Estados Financieros Clasificados.....	44

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

Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Nombre de Fantasía

STS

Rol Único Tributario

77.683.400-9

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7500

Fax

+56 22 414 7009

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web

www.gruposaes.cl

Atención Inversionistas Fonos

+56 64 238 5400

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Entidades Informantes

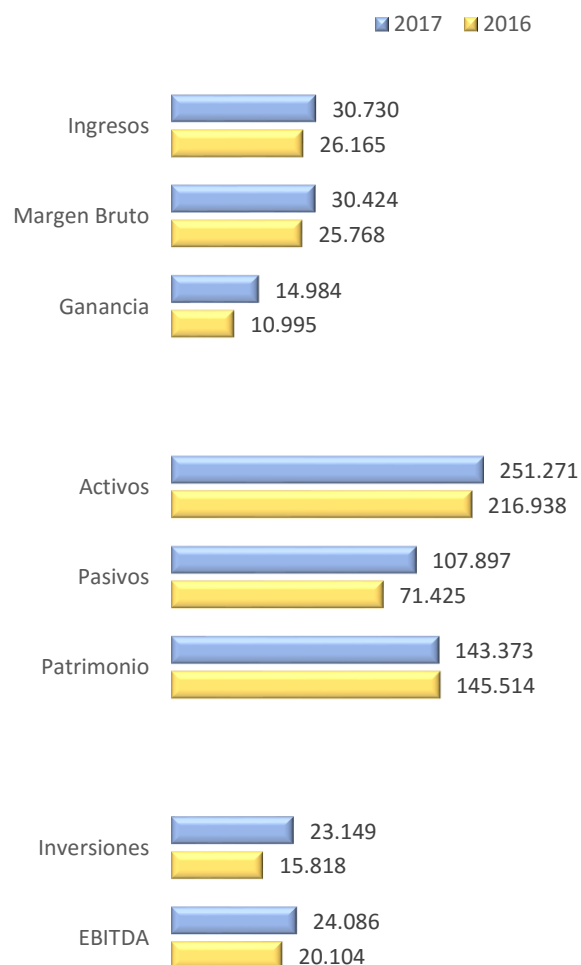
N°28

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

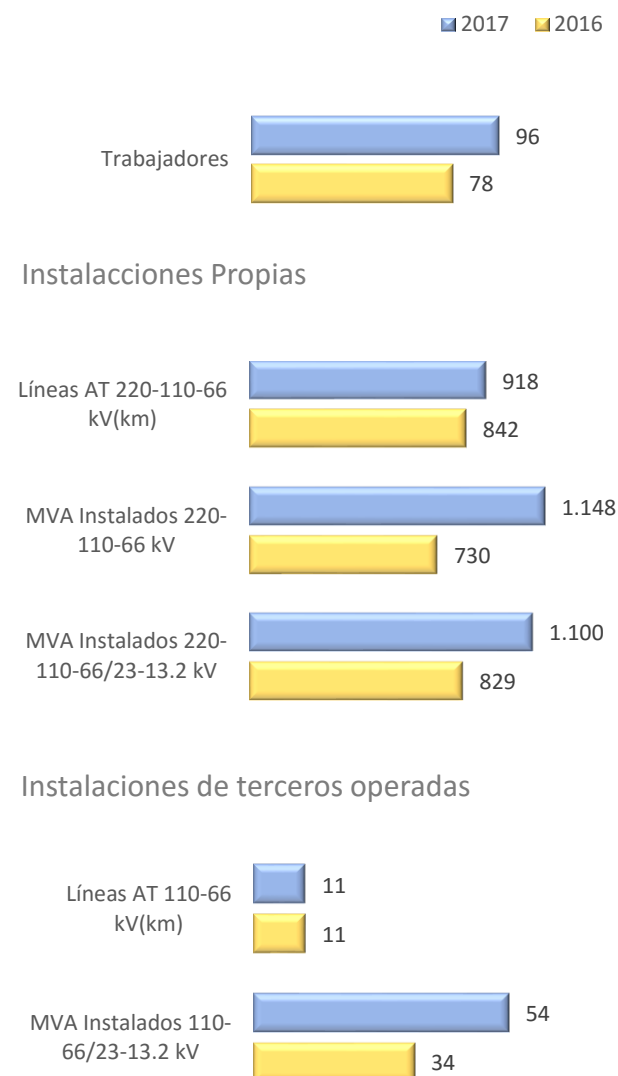
Constituida por escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2001, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 30.453 N°24.798 del Registro de Comercio de Santiago de 2001, y publicado en el Diario Oficial el 28 de noviembre de 2001.

Antecedentes Relevantes

ANTECEDENTES FINANCIEROS

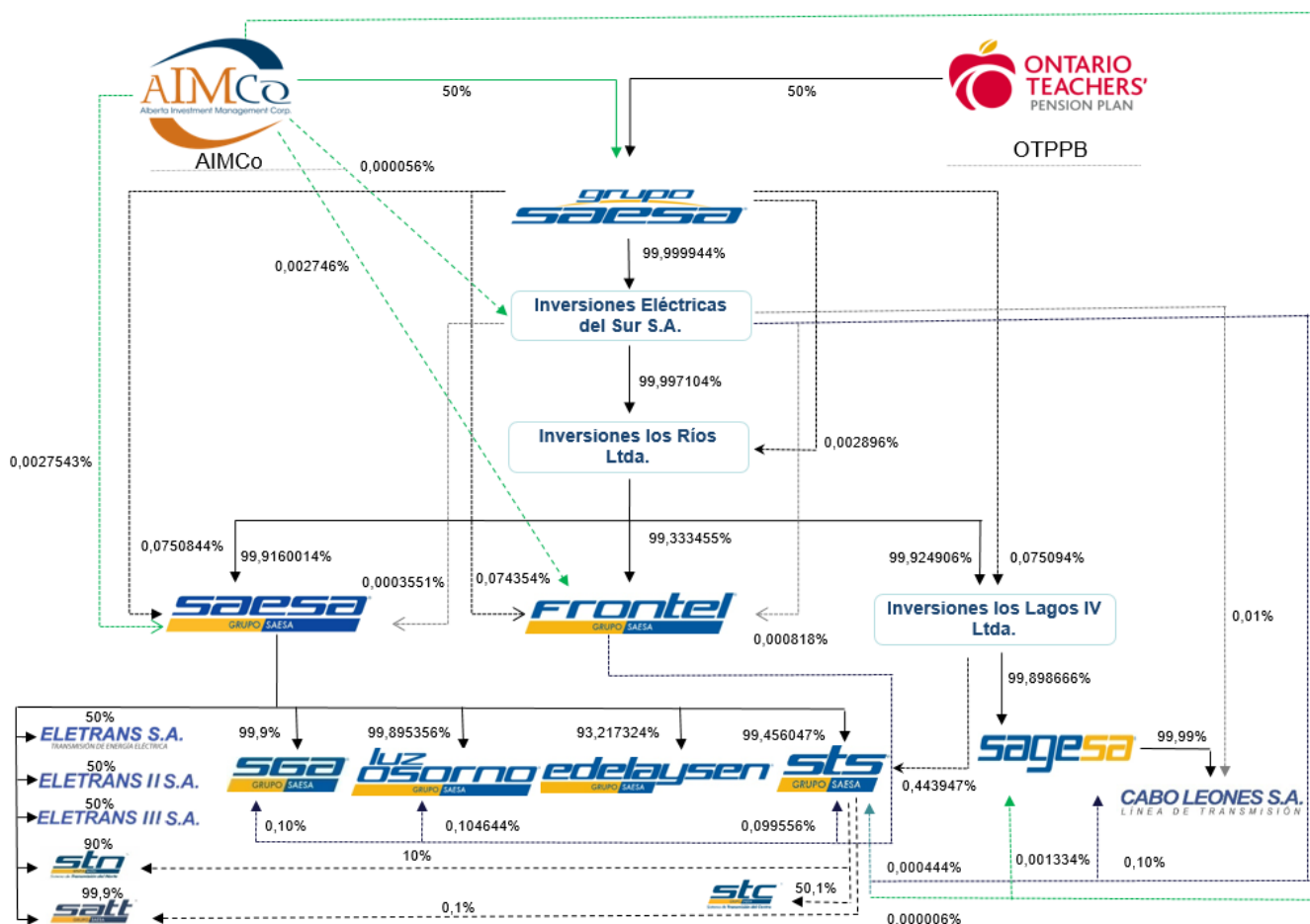


ANTECEDENTES OPERACIONALES



Estructura de la Propiedad

La estructura de la propiedad al 31 de diciembre de 2017 es la siguiente:



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

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

Propiedad y Control

Los accionistas de STS al 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	21.167	278.654.664.757	278.654.685.924	99,456047%
Inversiones Los Lagos IV Limitada	3.692	1.243.840.398	1.243.844.090	0,443947%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.		278.933.598	278.933.598	0,099556%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	42	1.245.085	1.245.127	0,000444%
Cóndor Holding SpA	16.604		16.604	0,000006%
TOTAL	41.505	280.178.683.838	280.178.725.343	100%

Durante el 2017 no se registraron transacciones de acciones de la sociedad.

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

ACUERDOS CONJUNTOS

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
ANTIGÜEDAD (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	-	-	-
Entre 41 y 50	-	1	1
Entre 51 y 60	-	-	-
Entre 61 y 70	1	-	1
Mayor a 70	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3	-	-	-
Entre 3 y 6	-	-	-
Entre 6 y 9	-	-	-
Entre 9 y 12	-	-	-
Mayor a 12	1	1	2
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	1	1	2
EXTRANJERA	-	-	-

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30	12	2	14
Entre 30 y 40	46	1	47
Entre 41 y 50	22	2	24
Entre 51 y 60	5	1	6
Entre 61 y 70	3	-	3
Mayor a 70	-	-	0
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3	30	1	31
Entre 3 y 6	6	-	6
Entre 6 y 9	8	1	9
Entre 9 y 12	21	2	23
Mayor a 12	23	2	25
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	88	6	94
EXTRANJERA	-	-	-

RESUMEN DE DIVERSIDAD

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30	-	-	-	-	12	2	12	2	1,1%	0,2%
Entre 30 y 40	-	-	-	-	46	1	46	1	4,3%	0,1%
Entre 41 y 50	4	1	-	1	22	2	26	4	2,4%	0,4%
Entre 51 y 60	1	-	-	-	5	1	6	1	0,6%	0,1%
Entre 61 y 70	1	-	1	-	3	-	5	-	0,5%	N.A
Mayor a 70	1	-	-	-	-	-	1	-	0,1%	N.A
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3	1	1	-	-	30	1	31	2	2,9%	0,2%
Entre 3 y 6	5	-	-	-	6	-	11	-	1,0%	N.A
Entre 6 y 9	1	-	-	-	8	1	9	1	0,8%	0,1%
Entre 9 y 12	-	-	-	-	21	2	21	2	1,9%	0,2%
Mayor a 12	-	-	1	1	23	2	24	3	2,2%	0,3%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	4	-	1	1	88	6	93	7	8,6%	0,6%
EXTRANJERA	3	1	-	-	-	-	3	1	0,3%	0,1%
							92,3%	7,7%		
							104*			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	100%	N.A	N.A
Enc. Unidad	59%	100%	-41%
Jefes de Área	N.A	100%	N.A
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	89%	100%	-11%
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	62%	100%	-38%

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 designación: 15-05-2017



VICEPRESIDENTE

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



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



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



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



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



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



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

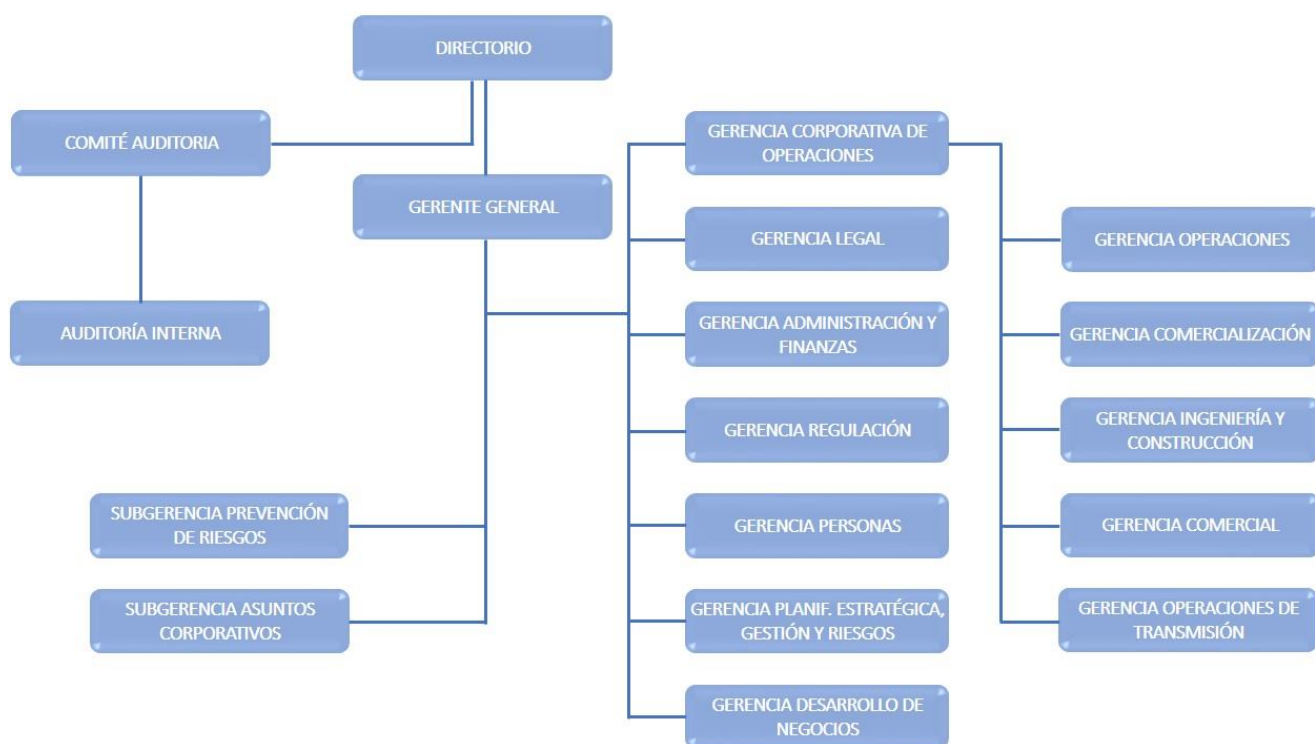
Administración

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

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

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 necesidad 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 Relacionamento, 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 colaboradores 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.

Reseña Histórica

1994

Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, nace como empresa de transmisión eléctrica de propiedad de Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, y de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A., Transelec, con un 60% y 40% respectivamente. STS inicia sus operaciones con la adquisición a la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa, de las instalaciones de transmisión secundaria existentes entre Valdivia y Puerto Montt, en la X Región.

1999

STS adquiere instalaciones de transmisión a Saesa y Cooperativa Eléctrica de Osorno Ltda., por un total de MM \$3.647, aumentando significativamente su presencia en la X Región hacia Chiloé y en la provincia de Osorno.

2001

STS con su posición de liderazgo en la transmisión de electricidad en el sur de Chile consolidada, desarrolla adicionalmente y en forma exitosa su giro de comercialización de energía eléctrica.

2003

A partir de la división de STS, con fecha 25 de junio se creó la Sociedad Generadora Austral S.A., SGA, destinada a desarrollar el negocio de comercialización de energía eléctrica, que hasta la fecha realizaba STS.

2005

A principios de marzo y de acuerdo con la implementación del Plan Rumbo al Sur, se reestructuró internamente el organigrama de la empresa, creándose nuevas gerencias, lo que permitió abordar con éxito los desafíos del año 2005.

1990

1996

Saesa y su filial Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel, compran a Transelec el 39,9% y el 0,1% de la participación en STS, respectivamente. De esta forma quedan como únicos accionistas, con 99,9% y 0,1% de participación, respectivamente.

2000

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

2002

STS incrementa en forma significativa el nivel de comercialización de energía eléctrica.

2004

En el mes de noviembre se dio inicio al Plan Rumbo al Sur, que pretende poner un énfasis especial en los clientes, bajo cuatro pilares fundamentales: Pasión por el cliente, excelencia operacional, nuevo estilo de trabajo y foco en los resultados.

Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes.

Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.

Por otro lado, STS fue inscrita en la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 21 de diciembre, bajo el número 862.

2000

2005

2005

En octubre, STS y sus relacionadas, Saesa, STS y Luz Osorno anunciaron una inversión de 24 millones de dólares para los años 2005 y 2006, destinados a mejorar la capacidad y ampliar las redes, mejoramiento de infraestructura, redes de abastecimiento y tecnología, todo en beneficio del nivel de servicio a los clientes.

2007

STS continúa apoyando a Saesa y filiales en el cumplimiento de los objetivos fijados para la calidad de servicio por el organismo regulador.

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\$ 13.244.

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).

2014

Durante el año se han realizado inversiones por MM\$ 16.604.

2005

2006

STS apoya a Saesa y sus filiales en el cumplimiento de su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio, alcanzando las empresas distribuidoras los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.

2008

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

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 Bío Bío hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción. 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.

2013

En el mes de diciembre entró en servicio el denominado proyecto Chiloé que completó la ampliación de las instalaciones de 110 a 220 kV y aumento de la capacidad de suministro hacia la Isla Chiloé de 55 a 110 MVA.

2010

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.

2017

Durante el año se realizaron inversiones por MM\$23.149

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

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.

2015

2015

En marzo 2015, se constituye la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A."STC" en conjunto con Eléctrica Puntilla, con una participación de (50,1%) y (49,9%) respectivamente. Su objetivo, desarrollar, construir, poner en servicio, operar, mantener y administrar las instalaciones del proyecto denominado "Línea Alta Tensión 2x220 kV San Fabián-Ancoa" y sus obras asociadas". Puesta en servicio: 2017

2016

La Sociedad registra un aumento de capital de MM\$ 18.440, durante el año además se realizaron inversiones por un monto de MM\$ 15.818.

2017

Descripción del Sector Eléctrico

Las empresas del Grupo Saesa participan principalmente en los negocios de distribución y transmisión eléctrica y, en menor medida, en el negocio de generación y comercialización. En virtud de lo anterior, el principal activo de la sociedad lo constituyen sus redes de distribución y transmisión. A través de sus filiales Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelayesen, es el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Capitán Prat (Región de Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo).

Al mismo tiempo, con ventas en 2017 por 3.426 GWh y 842 mil clientes atendidos, el Grupo Saesa es el tercer mayor grupo de distribución de energía eléctrica del país, tanto a nivel de ventas como en número de clientes. En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de sus respectivas empresas distribuidoras:

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	IX, X y XIV Región	426	2.199
FRONTEL	VIII y IX Región	348	941
EDELAYSEN	X y XI Región	46	146
LUZ OSORNO	X y XIV Región	22	141

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 (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 transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias 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 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 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.

Ley de Transmisión

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

Los principales cambios propuestos por esta Ley son:

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

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

Actividades de la Sociedad

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

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

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

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

Durante el año 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 están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector.

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

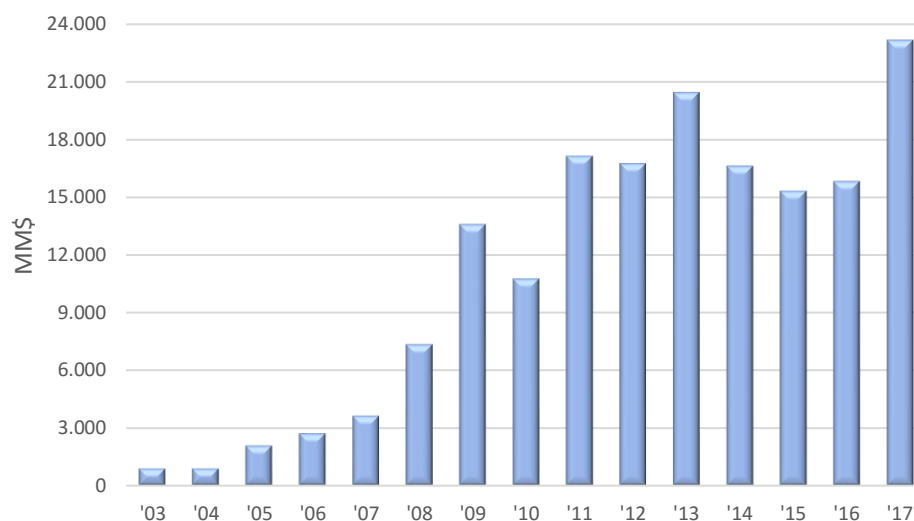
CLIENTES PRINCIPALES

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.

INVERSIONES

STS realiza un plan quinquenal de inversiones. El plan contempla por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto aproximado de inversiones de STS para el próximo período bordea los MM\$ 75.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2017 fue de aproximadamente MM\$ 23.149



PROPIEDADES E INSTALACIONES

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

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
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

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 su filial 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 un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria y licitaciones públicas liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), para el segmento de transmisión de energía.

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 tarifificados.

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 3.3 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.

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 DE FILIAL STC

Los principales riesgos a los que la filial se ve expuesta están relacionados con riesgo por encarecimiento de la construcción o atraso de la puesta en marcha. En relación con estos riesgos mencionados, estos dependen de la capacidad constructiva de la Sociedad (de la que tiene experiencia), de modo de evitar aumentos importantes de costos en esta etapa que puedan afectar la rentabilidad del proyecto. Para ello la Sociedad cuenta con un equipo dedicado de especialistas y con monitoreo constante.

Para administrar el riesgo inherente a la construcción y montaje propiamente tal, se negociaron contratos EPC (Engineer, Procurement and Construction) con empresas de construcción y montaje de primera clase, con lo que el nivel de inversión comprometido en los proyectos, se encuentran razonablemente cubiertos.

Cabe mencionar que en agosto de 2017, el accionista Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado que el proyecto Central Ñuble presentaba un atraso importante y que se preveía su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2022. Ahora bien, el contrato de peajes con Central Ñuble establece que se comenzará a pagar una vez esté la línea disponible para su uso. Lo que se espera ocurra durante el primer semestre de 2018.

RIESGO FINANCIERO

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

Los flujos de la Sociedad y su filial, 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 LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuible es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N°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\$14.864.833.-

DIVIDENDOS

Los dividendos pagados por la Sociedad los últimos 3 años son los siguientes:

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°25	27-05-2017	0,039219998	2016
Adicional	27-05-2017	0,010023268	2016

Durante los años 2015 y 2016 La junta Ordinaria de Accionistas acordó no repartir dividendos.

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución de un dividendo final N°26 de \$0,053054825 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017 que representa el 100% de la utilidad y significa un pago de M\$14.864.833.-

Para los próximos años se espera repartir dividendos equivalentes al 30% de la utilidad.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017 ascendía a M\$32.135.483 distribuido en 280.178.725.343 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	32.135.483
Ganancias acumuladas	90.801.911
Otras reservas	(1.079.890)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	121.857.504

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 correspondería por el período del cargo de Director de la Sociedad. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO (M\$)

	2017	2016
Jorge Lesser García Huidobro	1.593	1.688
Iván Díaz Molina	1.593	1.688
TOTAL	3.186	3.376

En 2017 la filial STC pago remuneraciones al director independiente Sr. Mario Donoso Aracena por M\$31.881

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

EJECUTIVOS PRINCIPALES

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen dos ejecutivos.

La remuneración del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados asciende a M\$141.000 al 31 de diciembre de 2017 y M\$ 138.000 para el año 2016.

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

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

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2017
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	2
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	70
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	22
TOTAL	94

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

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

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

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

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la Sociedad posee pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. 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 \$ 0,039219998 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 y un dividendo adicional de \$0,010023268 por acción, con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores. Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos asciende a 280.178.725.343, lo que significó un pago total de \$10.988.609.000 por el dividendo con cargo a las utilidades del ejercicio 2016 y de \$ 2.808.306.540 por el dividendo con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores.
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.

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.



PRESIDENTE

Iván Díaz- Molina / 14.655.033-9



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 Clasificados

Estados Financieros Clasificados Consolidados

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

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL

En miles de pesos - M\$

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sistema de Transmisión del Sur S.A. y filial, que comprenden los estados de situación financiera 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 acerca de 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 Sistema de Transmisión del Sur S.A. y filial 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”).



Concepción, Chile
Marzo 21, 2018



Raúl Aguirre G.
RUT: 7.572.405-5

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre 2017 y 2016
(En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	364.137	746.390
Otros activos financieros corrientes		-	95
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	6.656.957	6.681.703
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	1.158.263	294.287
Inventarios corrientes	9	1.810.437	1.203.385
Activos por impuestos corrientes, corrientes	10	8.312.407	5.430.791
Otros activos no financieros, corrientes		176.189	418.512
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.		18.478.390	14.775.163
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		18.478.390	14.775.163
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos no financieros, no Corrientes		59.430	59.430
Cuentas comerciales por cobrar no corrientes	7	147.225	190.042
Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación	27	1.705.510	767
Activos intangibles distinto a la plusvalía	11	20.106.085	20.756.054
Propiedades, planta y equipo	12	207.194.679	178.148.167
Activos por impuestos diferidos	13	3.579.285	3.008.631
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		232.792.214	202.163.091
TOTAL ACTIVOS		251.270.604	216.938.254

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre 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	14	18.023.989	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	15	14.760.856	8.329.177
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	42.756.613	36.355.166
Otras provisiones corrientes	17	96.860	88.022
Pasivos por Impuestos corrientes, corrientes	10	67.712	12.569
Otros pasivos no financieros corrientes	18	636.593	668.363
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	877.816	695.662
Total Pasivos Corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de Activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		77.220.439	46.148.959
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		77.220.439	46.148.959
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivo por Impuestos diferidos	13	20.500.977	15.017.795
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	9.289.543	9.543.510
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	886.194	714.256
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		30.676.714	25.275.561
TOTAL PASIVOS			
PATRIMONIO			
Capital emitido	19	32.135.483	32.135.483
Ganancias acumuladas	19	101.207.294	101.302.244
Otras reservas	19	(1.079.891)	91.368
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		132.262.886	133.529.095
Participaciones no controladoras	19	11.110.565	11.984.639
TOTAL PATRIMONIO		143.373.451	145.513.733
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		251.270.604	216.938.254

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
Al 31 de diciembre 2017 y 2016
(En miles de pesos - M\$)

Estado de Resultados Integrales		01/01/2017 al	01/01/2016 al
Ganancia	Nota	31/12/2017	31/12/2016
		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	20	29.146.721	25.502.983
Otros ingresos	20	1.582.964	662.443
Materias primas y consumibles utilizados	21	(305.308)	(397.468)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(2.217.920)	(1.936.390)
Gasto por depreciación y amortización	23	(4.291.295)	(4.284.776)
Otros gastos, por naturaleza	24	(4.120.002)	(3.727.491)
Otras ganancias (pérdidas)		2.160	(12.120)
Ingresos financieros	25	108.350	545.116
Costos financieros	25	(490.431)	(986.947)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	28	153.820	20
Diferencias de cambio	25	316.738	33.917
Resultados por unidades de reajuste	25	73.015	179.405
Ganancia, antes de impuestos		19.958.812	15.578.692
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(4.975.203)	(4.583.739)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		14.983.609	10.994.953
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		14.983.609	10.994.953
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Los propietarios de la controladora		14.864.833	10.988.609
Participaciones no controladoras	19	118.776	6.344
Ganancia		14.983.609	10.994.953

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
Al 31 de diciembre 2017 y 2016
(En miles de pesos - M\$)

Estados de Otros Resultado Integral	Nota	01/01/2017 al 31/12/2017 M\$	01/01/2016 al 31/12/2016 M\$
Ganancia		14.983.609	10.994.953
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(81.762)	(33.548)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos	17	(81.762)	(33.548)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(1.963.832)	(1.308.490)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(1.963.832)	(1.308.490)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		46.395	1.073.864
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		46.395	1.073.864
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos		(145.528)	(23)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos		(145.528)	(23)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral		22.799	9.057
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año	13	22.799	9.057
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral	13	(11.832)	(257.009)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año		(11.832)	(257.009)
Impuesto a las ganancias relativos a la participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del año			
Otro Resultado Integral		(2.133.760)	(516.148)
Resultado Integral Total		12.849.849	10.478.805
Resultado integral atribuible a			
Los propietarios de la Controladora		13.693.574	10.465.872
Participaciones no controladas		(843.725)	12.933
Resultado Integral Total		12.849.849	10.478.805

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
Al 31 de diciembre 2017 y 2016
(En miles de pesos - M\$)

Cambio en otras reservas													
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto													
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2017	32.135.483	-	-	-	(75.773)	(17.251)	(116.481)	300.873	91.368	101.302.244	133.529.095	11.984.639	145.513.734
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	32.135.483	-	-	-	(75.773)	(17.251)	(116.481)	300.873	91.368	101.302.244	133.529.095	11.984.639	145.513.734
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.864.833	14.864.833	118.776	14.983.609
Otro resultado integral	-	-	-	-	(1.129.890)	17.762	(59.131)	-	(1.171.259)	-	(1.171.259)	(962.501)	(2.133.760)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(843.725)	12.849.849
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14.959.783)	(14.959.783)	(30.349)	(14.990.132)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(1.129.890)	17.762	(59.131)	-	(1.171.259)	(94.950)	(1.266.209)	(874.074)	(2.140.283)
Saldo Final al 31/12/2017	32.135.483	-	-	-	(1.205.663)	511	(175.612)	300.873	(1.079.891)	101.207.294	132.262.886	11.110.565	143.373.451

Cambio en otras reservas													
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto													
	Capital emitido	Primas de emisión	Otras participaciones en el patrimonio	Superavit de Revaluación	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	13.694.783	-	-	-	831.783	(426.516)	(92.035)	300.873	614.105	89.062.643	103.371.531	11.466.711	114.838.242
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	13.694.783	-	-	-	831.783	(426.516)	(92.035)	300.873	614.105	89.062.643	103.371.531	11.466.711	114.838.242
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.988.609	10.988.609	6.344	10.994.953
Otro resultado integral	-	-	-	-	(907.556)	409.265	(24.446)	-	(522.737)	-	(522.737)	6.589	(516.148)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.933	10.478.805
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.250.992	1.250.992	-	1.250.992
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	18.440.700	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.440.700	-	18.440.700
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	504.995	504.995
Total de cambios en patrimonio	18.440.700	-	-	-	(907.556)	409.265	(24.446)	-	(522.737)	12.239.601	30.157.594	517.928	30.675.492
Saldo Final al 31/12/2016	32.135.483	-	-	-	(75.773)	(17.251)	(116.481)	300.873	91.368	101.302.244	133.529.095	11.984.639	145.513.734

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
Al 31 de diciembre 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		40.995.672	35.336.592
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		40.995.672	35.336.592
Clases de pagos		(6.411.012)	(9.312.265)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.695.464)	(7.117.261)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.605.364)	(2.195.004)
Otros pagos por actividades de operación		(1.110.184)	-
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de operación		45.000	-
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(677.520)	410.549
Otras entradas (salidas) de efectivo		-	1.011.497
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		33.952.140	27.446.373
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(1.633.715)	-
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(41.616.478)	(31.909.278)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		-	(239.888)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		63.369	19.037
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		276.962	25.945
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(42.909.862)	(32.104.184)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	18.440.700
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		43.000.000	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		43.000.000	-
Préstamos de entidades relacionadas		27.553.084	38.017.814
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(25.000.000)	-
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(22.153.741)	(49.751.883)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(13.796.916)	-
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(1.029.780)	(1.377.381)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		8.572.647	5.329.250
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(385.075)	671.439
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2.822	1.168
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		2.822	1.168
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(382.253)	672.607
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		746.390	73.783
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	364.137	746.390

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL

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. Moneda funcional	15
2.7. Bases de conversión	15
2.8. Compensación de saldos y transacciones	15
2.9. Propiedades, planta y equipo	16
2.10. Activos intangibles	18
2.10.1. Servidumbres	18
2.10.2. Programas informáticos	18
2.10.3. Costos de investigación y desarrollo	18
2.10.4. Deterioro de los activos no financieros	18
2.11. Instrumentos financieros	19
2.11.1. Activos Financieros no derivados	19
2.11.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	20
2.11.3. Pasivos financieros no derivados	20
2.11.4. Derivados y operaciones de cobertura	20
2.11.5. Instrumentos de patrimonio	22
2.12. Inventarios	22
2.13. Otros pasivos no financieros	22
2.13.1. Ingresos diferidos	22
2.13.2. Obras en construcción para terceros	23
2.14. Provisiones	23
2.15. Beneficios a los empleados	23
2.16. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	24
2.17. Impuesto a las ganancias	24
2.18. Reconocimiento de ingresos y gastos	25
2.19. Dividendos	25
2.20. Estado de flujos de efectivo	25
2.21. Nuevos pronunciamientos contables	26
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	30
3.1. Generación eléctrica	30
3.2. Transmisión	31
3.3. Marco regulatorio	31
3.3.1. Aspectos generales	31
3.3.2. Ley Tokman	31
3.3.3. Ley de Concesiones	31
3.3.4. Ley de Licitación ERNC	31
3.3.5. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	32
3.3.6. Ley de Transmisión	32
3.3.7. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	32
4. Política de Gestión de Riesgos	34
4.1. Riesgo Financiero	34
4.1.1. Tipo de cambio	34
4.1.2. Variación UF	34
4.1.3. Tasa de interés	35
4.1.4. Riesgo de liquidez	35
4.1.5. Riesgo de crédito	35
5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	36
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo	38
7. Deudores comerciales corrientes	39

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	42
9. Inventarios.....	45
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	46
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	47
12. Propiedades, planta y equipos	48
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	50
13.1. Impuesto a la renta	50
13.2. Impuestos diferidos.....	51
14. Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes	52
15. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	52
16. Instrumentos financieros por categoría	53
16.1. Valor Justo de instrumentos financieros	53
17. Provisiones.....	55
17.1. Provisiones corrientes.....	55
17.1.1. Otras Provisiones a corto plazo	55
17.1.2. Provisiones Corrientes por Beneficios a los Empleados.....	55
17.2. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	56
17.3. Juicios y multas.....	57
17.3.1. Juicios.....	57
17.3.2. Multas	58
18. Otros Pasivos no Financieros	59
19. Patrimonio	59
19.1. Patrimonio neto de la Sociedad	59
19.1.1. Capital suscrito y pagado	59
19.1.2. Dividendos.....	59
19.1.3. Otras reservas varias.....	59
19.1.4. Diferencias de conversión	60
19.1.5. Ganancias Acumuladas	60
19.2. Gestión de capital	61
19.3. Restricciones a la disposición de fondos	61
19.4. Patrimonio de participaciones no controladas	61
20. Ingresos	62
21. Materias Primas y Consumibles Utilizados	62
22. Gastos por Beneficios a los Empleados.....	62
23. Gasto por Depreciación y Amortización	62
24. Otros Gastos por Naturaleza.....	63
25. Resultado Financiero	63
26. Medio Ambiente	63
27. Cauciones Obtenidas de Terceros	64
28. Sociedades Asociadas	64
29. Información Adicional Sobre Deuda Financiera	64
30. Moneda Extranjera	65
31. Hechos Posteriores	65

SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A. Y FILIAL

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de Diciembre de 2017 y 2016

(En miles de pesos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

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

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

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

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes con el número 269 y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores y Seguros.

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

b) Información del Negocio

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

Con fecha 4 de marzo de 2015, la Sociedad y Eléctrica Puntilla S.A. constituyeron la sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A., “STC”, cuyo giro principal es la construcción, operación, mantenimiento y administración de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de sus propiedad o de terceros. La participación en la sociedad es de un 50,1%.

Actualmente STC se encuentra construyendo el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez terminada la obra. Se estima que la línea estará operativa dentro del primer semestre de 2018, fecha en que se pondrá a disposición de Hidroeléctrica Nuble (en adelante Nuble) para su uso.

En agosto de 2017, el accionista Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble presentaba un atraso importante previendo su puesta en marcha durante el segundo semestre del año 2022.

A pesar del atraso en la construcción de la Central, el contrato de peajes entre STC y Ñuble establece que los pagos comenzarán después que la línea esté disponible para su uso, lo que se espera comience durante el primer semestre de 2018, fecha en que la línea quedaría disponible.

Con fecha 15 de octubre de 2015, la Sociedad y su matriz Sociedad Austral de Electricidad S.A. constituyeron la sociedad denominada Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. La participación de la matriz Saesa en la sociedad es de un 99,9% y la Sociedad es de un 0,1%.

Actualmente SATT está construyendo el Proyecto Subestación Crucero Encuentro, en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los estados financieros consolidados de la Sociedad y su filial 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 Consolidados 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 Standards 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 Sistema de Transmisión del Sur S.A. y filial al 31 de diciembre de 2017 y 2016.
- Estados Consolidados de Resultados Integrales por naturaleza de 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 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 su filial 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 la entidad controlada por la Sociedad (su filial). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

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

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

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

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

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

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

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

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre la filial y la Sociedad, son eliminados en la consolidación.

El detalle de la filial consolidada se presenta a continuación:

RUT	NOMBRE SOCIEDAD	PAIS	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN					
				31/12/2017			31/12/2016		
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL	DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	Dólar Estadounidense	50,1%	-	50,1%	50,1%	-	50,1%

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

La influencia significativa se ejerce principalmente por la forma de administrar las empresas del Grupo empresarial. Si bien STS no tiene más del 20% de participación en SATT, los ejecutivos del Grupo participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con esta asociada. Al 31 de diciembre del 2017 el valor de la participación en la sociedad es de M\$1.758.

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

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

Conversión de Estados 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. Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

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

2.7. Bases de conversión

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

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

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

	31/12/2017	31/12/2016
	\$	\$
Dólar Estadounidense	614,75	669,47
Unidad de Fomento	26.798,14	26.347,98

2.8. Compensación de saldos y transacciones

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

2.9. Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de transmisión. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y su filial. El monto activado y la tasa de capitalización, son los siguientes (ver nota 25):

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados de la sociedad	519.686	434.039
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,72%	3,67%
Costos por préstamos capitalizados de la filial STC	746.651	509.450
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,70%	3,10%
	1.266.337	943.489

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.119.173 por el año terminado al 31 de diciembre de 2017 y a M\$1.074.018 por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 (ver nota 22).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y su filial deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y su filial, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Intervalo de años de vida útil esperada	
Edificios	40-80
Plantas u Equipos	
Líneas y redes	30-40
Transformadores	44,00
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Computación	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

2.10. Activos intangibles

2.10.1. Servidumbres

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

2.10.2. Programas informáticos

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

2.10.3. Costos de investigación y desarrollo

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

2.10.4. Deterioro de los activos no financieros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.11. 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.

2.11.1. Activos Financieros no derivados

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

a) Activos financieros a valor razonable a través de resultados

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

b) Instrumentos mantenidos al vencimiento

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

c) *Préstamos y cuentas por cobrar*

Son aquellos activos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables, que no se negocian en un mercado activo. Los activos de esta categoría se contabilizan al costo amortizado, correspondiendo éste básicamente al efectivo entregado, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados en el caso de los préstamos, y al valor actual de la contraprestación realizada en el caso de las cuentas por cobrar. Estos se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera consolidado que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas a cobrar se incluyen en cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera. 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 su filial tienen políticas de registro de provisiones en función de su estado y antigüedad, que se aplican en forma general, con excepción de casos específicos, que demanden un análisis más detallado sobre riesgo de incobrabilidad.

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

2.11.2. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.11.3. Pasivos financieros no derivados

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

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

2.11.4. 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 su filial.

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 su filial.

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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

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

- (i) la ganancia o pérdida procedente de volver a medir el instrumento de cobertura al valor razonable (en el caso de un derivado que sea instrumento de cobertura) o del componente de moneda extranjera medido de acuerdo con la NIC 21 (en el caso de un instrumento de cobertura que no sea un derivado) se reconocerá en el resultado del periodo; y
- (ii) la ganancia o pérdida de la partida cubierta atribuible al riesgo cubierto ajustará el importe en libros de la partida cubierta y se reconocerá en el resultado del periodo. Esto es aplicable incluso si la partida cubierta se mide al costo.

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

La porción efectiva de los cambios en el valor justo de los instrumentos derivados que se denominan y califican como instrumentos de cobertura de flujos de caja se difiere en el patrimonio, en una reserva de patrimonio neto denominada "cobertura de flujos de caja". La ganancia o pérdida relacionada a la porción inefectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados integrales y se incluye en la línea ingresos (costos) financieros. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los mismos periodos 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 cuya moneda funcional es diferente a la utilizada por la Sociedad y su filial.

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 discontinúa 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 su filial 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 su filial que requieran ser contabilizados separadamente.

2.11.5. Instrumentos de patrimonio

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

2.12. Inventarios

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

2.13. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.13.1. Ingresos diferidos

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

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", 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.

2.13.2. Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. 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.

2.14. Provisiones

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

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

2.15. Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

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

La Sociedad y su filial utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento de 5,16% 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 ítem Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.

2.16. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.17. Impuesto a las ganancias

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

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

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo que no provengan de combinaciones de negocio, se registran en resultados o en rubros de patrimonio neto en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

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

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

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

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 su filial tributarán 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 su filial han contabilizado los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.18. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

2.19. 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.

2.20. Estado de flujos de efectivo

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

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

2.21. 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)	Periodos 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 su filial en los montos reportados en estos estados financieros consolidados, sin embargo, podría 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.	Períodos 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.	Períodos 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 periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1 y NIC 28)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Características de prepago con compensación negativa (enmiendas a NIIF 9)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019.
Participaciones de largo plazo en Asociadas y Negocios Conjuntos (enmiendas a NIC 28)	Periodos 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)	Periodos 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	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019

Respecto de NIIF 15, la Sociedad y su filial 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 su filial 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, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

En relación con NIIF 9, la Sociedad y su filial 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 su filial está 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 su filial están evaluando el impacto con los antecedentes al cierre de 2017. Debido a que la Sociedad y su filial 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 su filial se encuentran estudiando el impacto de la NIIF 16. En relación con las otras normas y enmiendas mencionadas, se estima que no tendrán impacto significativo en los Estados Financieros 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 ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé. Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Con fecha 21.11.17 se produjo la interconexión de ambos sistemas, generando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

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 transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión 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.

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 o determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

3.3. Marco regulatorio

3.3.1. Aspectos generales

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

A las modificaciones a la Ley, 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:

3.3.2. 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.

3.3.3. Ley de Concesiones

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

3.3.4. Ley de Licitación 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.

3.3.5. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

3.3.6. Ley de Transmisión

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

Los principales cambios propuestos por esta Ley son:

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

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

3.3.7. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

- a) **Comisión Nacional de Energía (“CNE”)**: Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan divergencias entre los miembros del CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.

- b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”):** Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) Ministerio de Energía:** Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión, 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 y su filial, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la Alta Administración de la Sociedad y de su filial, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesto la Sociedad y su filial, son los siguientes:

4.1. Riesgo Financiero

Los flujos de la Sociedad y de su filial, 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 de su filial se realiza de modo de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

4.1.1. Tipo de cambio

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

La filial STC, tiene como moneda funcional el dólar, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. Las variaciones de patrimonio que puedan tener esta sociedad por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

A continuación se muestra un cuadro comparativo para el año 2017 y 2016 con el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional, 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		31/12/2016	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$ (MM\$)	Devaluación del \$ (MM\$)	Apreciación del \$ (MM\$)	Devaluación del \$ (MM\$)
STC	Exceso de activos sobre pasivos	\$10	68.447	(68.447)	31.922	(31.922)
	Totales		68.447	(68.447)	31.922	(31.922)

4.1.2. Variación UF

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

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

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

Así, la filial contrató un Cross Currency Swap con el fin de proteger su exposición a los flujos en UF del contrato de construcción:

Empresa	Fecha suscripción	Monto UF MUF	Monto CLP M\$	Fecha Expiración	31/12/2016 Nocional M\$
STC	30/03/15	642,9	16.859.602	31/03/17	2.433.629

4.1.3. Tasa de interés

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2017, la Sociedad y su filial no poseen deuda con el sistema financiero.

4.1.4. Riesgo de liquidez

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

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

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

4.1.5. Riesgo de crédito

La Sociedad y su filial 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.

Mayor información se encuentra en Nota 7 de Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes.

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2017 y de 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)	30.729.685	26.165.426
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	346.453	27.737
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,13%	0,11%

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 6 a), 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 filia 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 su filial 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 de su filial 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 de su filial, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad y su filial consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el período, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del período. 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 su filial evalúan periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han 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

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

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Efectivo en Caja	1.066	-
Saldo en Bancos	71.976	198.882
Otros instrumentos de renta fija	291.095	547.508
Totales	364.137	746.390

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a fondos mutuos con vencimientos, inferior a 3 meses desde la fecha de inversión, tomados por la Sociedad y su filial 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.

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

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
				31/12/2017	31/12/2016
				M\$	M\$
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	-
Totales				291.095	547.508

b) 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	31/12/2016
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	363.580	738.508
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	US\$	557	7.882
Totales		364.137	746.390

c) La siguiente tabla detalla los cambios en el pasivo que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y su filial, 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				
	M\$	Reembolso de	Intereses	Préstamos	Préstamos	Devengo	Actualización	Actualización	Amortización	M\$
	31/12/2016	préstamos	pagados		entidades	intereses	UF	TC		31/12/2017
					relacionadas					
Préstamos a corto plazo	-	(25.000.000)	(133.722)	43.000.000	-	157.711	-	-	-	18.023.989
Préstamos en cuenta corriente	32.089.295	(22.153.741)	(896.058)	-	27.553.084	1.564.981	-	(1.851.662)	-	36.305.900
Totales	32.089.295	(47.153.741)	(1.029.780)	43.000.000	27.553.084	1.722.692	-	(1.851.662)	-	54.329.889

7. Deudores comerciales corrientes

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

Deudores comerciales corrientes, bruto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, bruto	6.767.269	-	6.573.703	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	607.821	147.225	493.758	190.042
Totales	7.375.090	147.225	7.067.461	190.042

Deudores comerciales corrientes, neto	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales, neto	6.049.136	-	6.187.945	-
Otras cuentas por cobrar, neto	607.821	147.225	493.758	190.042
Totales	6.656.957	147.225	6.681.703	190.042

Provisión de deterioro deudores comerciales corrientes	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Deudores comerciales	718.133	-	385.758	-
Totales	718.133	-	385.758	-

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

Deudores comerciales corrientes	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Facturados	3.985.273	-	3.234.558	-
Energía y peajes	3.960.651	-	3.135.713	-
Anticipos para importaciones y proveedores	6.854	-	41.256	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	15.233	-	41.022	-
Deudores materiales y servicios	2.535	-	16.567	-
No Facturados o provisionados	1.685.643	-	3.449.373	-
Peajes uso de líneas eléctricas	(260.382)	-	3.200.342	-
Diferencias tarifarias por nuevos decretos	1.861.000	-	237.648	-
Provisión ingresos por obras	(30.425)	-	-	-
Otros	115.450	-	11.383	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	498.174	147.225	383.530	190.042
Totales, Bruto	6.169.090	147.225	7.067.461	190.042
Provisión deterioro	(718.133)	-	(385.758)	-
Totales, Neto	5.450.957	147.225	6.681.703	190.042

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/17		31/12/16	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Anticipos para importaciones y proveedores	6.854	-	41.256	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	15.233	-	41.022	-
Deudores materiales y servicios	2.535	-	16.567	-
Cuenta corriente al personal	498.174	147.225	383.530	190.042
Otros deudores	85.025	-	11.383	-
Totales	607.821	147.225	493.758	190.042
Provisión deterioro	-	-	-	-
Totales, Neto	607.821	147.225	493.758	190.042

- El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2017 es de M\$6.804.182 y al 31 de diciembre de 2016 es de M\$6.871.745.
- Parte importante de los clientes son empresas distribuidoras y generadoras que integran el SIC, o grandes clientes que históricamente han mantenido sus compromisos y en general no se ha requerido provisiones significativas.

- c) Al 31 de diciembre de 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	31/12/2016
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	67.869	206.779
Con vencimiento entre tres y seis meses	5.277	109.836
Con vencimiento entre seis y doce meses	708	137
Totales	73.854	316.752

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

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

Para algunos clientes importantes, la Sociedad y su filial 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.

- d) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y su filial no contiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2017				Saldo al 31/12/2016			
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Cartera no repactada		Cartera repactada	
	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	224	6.083.634	-	-	224	6.083.634	169	5.944.982
Entre 1 y 30 días	100	65.104	-	-	100	65.104	56	9.455
Entre 31 y 60 días	46	246	-	-	46	246	40	437
Entre 61 y 90 días	44	2.519	-	-	44	2.519	33	196.887
Entre 91 y 120 días	36	2.831	-	-	36	2.831	26	163.670
Entre 121 y 150 días	29	2.476	-	-	29	2.476	30	108
Entre 151 y 180 días	31	2.568	-	-	31	2.568	34	155
Entre 181 y 210 días	27	55	-	-	27	55	31	140
Entre 211 y 250 días	44	1.232	-	-	44	1.232	43	136
Más de 250 días	126	709.397	-	-	126	709.397	72	325.961
Total	707	6.870.062	-	-	707	6.870.062	534	6.641.931

- e) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, la cartera en cobranza judicial 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 en cobranza judicial	4	706.361	3	324.129
Totales	4	706.361	3	324.129

- 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	358.021
Aumentos (disminuciones) del año	27.737
Montos castigados	-
Saldo al 31 de diciembre 2016	385.758
Aumentos (disminuciones) del año	346.453
Montos castigados	(14.078)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	718.133

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

g) El detalle de las provisiones y castigos a diciembre 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	346.453	27.737
Castigos del año	(14.078)	-
Totales	332.375	27.737

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

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

	Serie A		Serie B			
	Acciones	Participación	Acciones	Participación	Acciones	Participación
Inversiones Los Lagos IV Limitada	3.692	8,89531%	1.243.840.398	0,44395%	1.243.844.090	0,44395%
Cóndor Holding SpA	16.604	40,00482%	0	0,00000%	16.604	0,00001%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	42	0,10119%	1.245.085	0,00044%	1.245.127	0,00044%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	0	0,00000%	278.933.598	0,09956%	278.933.598	0,09956%
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	21.167	50,99867%	278.654.664.757	99,45605%	278.654.685.924	99,45605%
Totales	41.505	100,00%	280.178.683.838	100,00%	280.178.725.343	100,000%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	País de Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2017		31/12/2016	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	-	-	192.107	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Mantenimiento y Operación	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	10.803	-
76.186.388-6	SAGESA S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	43.479	-	51.842	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Compra Energía y Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	368.768	-	1.256	-
76.230.505-4	ELETRANS S.A.	Chile	Mantenimiento y Operación	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	702.779	-	38.273	-
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	185	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	42.809	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	243	-	6	-
Totales							1.158.263	-	294.287	-

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		31/12/2016	
							Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Servicios de representación	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	33.090	-	45.818	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	460.016	-	381.860	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.255.396	-	402.098	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.435.193	-	3.278.651	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	17.558	-	11	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	263.958	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.440	-	3.282	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	11.536.301	-	19.723.531	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Materiales y Servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	213	-	1.552	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	35	-	28	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.185.803	-	540.018	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamo cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	20.514.203	-	11.963.667	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	20	-	15	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Limitada	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	19.798	-	14.635	-
96.817.230-1	Eléctrica Puntilla S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Indirecta	CH\$	30.349	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	UF	120	-	-	-
14.655.033-9	Hán Díaz-Molina	Chile	Remuneración Director	Menos de 90 días	Director	UF	120	-	-	-
Totales							42.756.613	-	36.355.166	-

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\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Mantenimiento y Operación sistema	71.947	75.061
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Intereses préstamo cuenta corriente	(115.847)	(373.604)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Servicio Representación	(134.617)	(143.987)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento y Operación sistema	62.407	65.107
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Interés préstamo cuenta corriente	(680.634)	(465.907)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Transferencia Energía-Potencia	3.514.513	1.997.203
76.186.388-6	SAGESA S.A.	Chile	Matriz común	Arriendos	176.760	173.185
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Interés préstamo cuenta corriente	-	(1.651.120)

c. Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2016 se efectuó la renovación total 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 Jorge Lesser García - Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz - Molina.

Al 31 de diciembre de 2017 el Directorio está compuesto por los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess.

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 M\$	31/12/2016 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	120	-
Iván Díaz- Molina	120	-
Totales	240	-

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2017 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2018.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Dale Burgess 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 M\$	31/12/2016 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	1.459	1.688
Iván Díaz- Molina	1.459	1.688
Totales	2.918	3.376

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen dos Ejecutivos.

La remuneración del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados asciende a M\$99.061 al 31 de diciembre 2017 y M\$103.159 para el año 2016.

La Sociedad tiene, para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la Sociedad, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer trimestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$44.648 al 31 de diciembre 2017 y M\$51.950 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.

9. 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	1.823.177	1.799.996	23.181
Materiales en tránsito	10.441	10.441	-
Totales	1.833.618	1.810.437	23.181

Al 31 de diciembre 2016:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.203.385	1.203.385	-
Totales	1.203.385	1.203.385	-

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono de M\$36.446 para el año 2017 y un abono de M\$35.778 para el año 2016.

Movimiento Provisión	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Provisión del año	(36.446)	(35.778)
Aplicaciones a provisión	13.265	35.778
Totales	(23.181)	-

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 (*)	39.904	120.574
Otros gastos por naturaleza (**)	80.812	80.708
Totales	120.716	201.282

(*) Ver Nota (21)

(**) 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\$7.985.392 (M\$2.967.403 en 2016).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	685.274	817.831
IVA Crédito fiscal por recuperar (*)	5.896.370	3.721.583
Crédito por utilidades absorbidas	-	772.137
Crédito Sence	16.720	16.317
Crédito Activo Fijo	23.486	23.091
Impuesto por recuperar año anterior	1.690.557	79.832
Totales	8.312.407	5.430.791

(*) Corresponde principalmente a IVA crédito fiscal por construcción de obras importantes de la filial STC, en 2016 incluye M\$519.840 correspondiente a impuesto específico.

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

	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	55.023	-
Otros (impuesto remuneraciones)	12.689	12.569
Totales	67.712	12.569

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles neto	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Activos intangibles identificables, neto	20.106.085	20.756.054
Servidumbres	20.095.090	20.734.882
Software	10.995	21.172
Activos intangibles bruto	31/12/2016 M\$	31/12/2017 M\$
Activos intangibles identificables, bruto	20.131.968	20.771.760
Servidumbres	20.095.090	20.734.882
Software	36.878	36.878
Amortización activos intangibles	31/12/2016 M\$	31/12/2017 M\$
Activos intangibles identificables	(25.883)	(15.706)
Servidumbres	-	-
Software	(25.883)	(15.706)

La composición y movimientos del activo intangible es la siguiente:

Movimiento año 2017	Servidumbres Neto M\$	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	20.734.882	21.172	20.756.054
Movimientos			
Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	(3.693)	(3.693)
Gastos por Amortización	-	(6.484)	(6.484)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(639.792)	-	(639.792)
Total movimientos	(639.792)	(10.177)	(649.969)
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	20.095.090	10.995	20.106.085
Movimiento año 2016	Servidumbres Neto M\$	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	21.193.295	24.586	21.217.881
Movimientos			
Otros (Activación Obras en Curso)	17.339	7.798	25.137
Gastos por Amortización	-	(11.212)	(11.212)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	(475.752)	-	(475.752)
Total movimientos	(458.413)	(3.414)	(461.827)
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	20.734.882	21.172	20.756.054

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

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

12. Propiedades, planta y equipos

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	207.194.679	178.148.167
Terrenos	6.999.534	6.999.534
Edificios	1.863.110	1.802.553
Planta y Equipo	136.814.154	121.941.821
Equipamiento de Tecnologías de la Información	510.253	652.867
Instalaciones Fijas y Accesorios	88.855	80.703
Vehículos de Motor	179.860	211.586
Construcciones en Curso	59.974.359	45.562.324
Otras Propiedades, Planta y Equipo	764.554	896.779

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	244.995.030	211.741.875
Terrenos	6.999.534	6.999.534
Edificios	2.448.171	2.334.503
Planta y Equipo	172.758.788	154.035.726
Equipamiento de Tecnologías de la Información	815.716	813.136
Instalaciones Fijas y Accesorios	251.854	226.112
Vehículos de Motor	295.979	292.928
Construcciones en Curso	59.974.359	45.562.324
Otras Propiedades, Planta y Equipo	1.450.629	1.477.612

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	(37.800.351)	(33.593.708)
Edificios	(585.061)	(531.950)
Planta y Equipo	(35.944.634)	(32.093.905)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(305.463)	(160.269)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(162.999)	(145.409)
Vehículos de Motor	(116.119)	(81.342)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(686.075)	(580.833)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre 2017 y al 2016 es el siguiente:

Movimiento año 2017	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Vehículos de Motor, Neto M\$	Construcciones en curso M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Totales M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2017	6.999.534	1.802.553	121.941.821	652.867	80.703	211.586	45.562.324	896.779	178.148.167
Adiciones	-	-	-	-	-	-	36.141.801	-	36.141.801
Retiros Valor Bruto	-	-	-	-	-	-	-	(18.692)	(18.692)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	59.477	-	-	-	-	18.691	78.168
Otros (Activación Obras en Curso)	-	113.668	4.211.620	2.580	2.961	3.051	(4.368.962)	35.082	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde	-	-	14.511.442	-	22.781	-	(14.490.849)	(43.374)	-
Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	-	-	(17.590)	(34.777)	-	(123.933)	(4.284.811)
Gastos por depreciación	-	(53.111)	(3.910.206)	(145.194)	-	-	(2.869.954)	-	(2.869.954)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	-	60.557	14.872.333	(142.614)	8.152	(31.726)	14.412.036	(132.226)	29.046.512
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	6.999.534	1.863.110	136.814.154	510.253	88.855	179.860	59.974.360	764.553	207.194.679

	Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
Movimiento año 2016	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	6.909.730	1.410.498	100.109.744	360.705	136.187	146.768	44.806.383	913.170	154.793.185
Adiciones	-	-	-	-	-	-	28.389.324	-	28.389.324
Retiros Valor Bruto	-	-	(22.477)	(44.746)	-	-	-	(133.797)	(201.020)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	87.232	44.746	-	512	-	108.344	240.834
Otros (Activación Obras en Curso)	89.804	439.363	15.882.700	405.815	23.485	89.898	(17.273.461)	342.396	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	9.848.634	-	(59.355)	-	(9.559.330)	(229.949)	-
Gastos por depreciación	-	(47.308)	(3.964.012)	(113.653)	(19.614)	(25.592)	-	(103.385)	(4.273.564)
Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera	-	-	-	-	-	-	(800.592)	-	(800.592)
Total movimientos	89.804	392.055	21.832.077	292.162	(55.484)	64.818	755.941	(16.391)	23.354.982
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	6.999.534	1.802.553	121.941.821	652.867	80.703	211.586	45.562.324	896.779	178.148.167

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedades, Planta y Equipo se presenta en el rubro "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- La Sociedad y su filial cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- 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 su filial no presentan montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

13.1. Impuesto a la renta

- a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	56.834	(867.072)
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	(5.126)	-
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	51.708	(867.072)
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	4.923.495	5.450.811
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	4.923.495	5.450.811
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	4.975.203	4.583.739

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	11.832	257.009
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(22.799)	(9.057)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(10.967)	247.952

- 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 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 Contable antes de Impuesto	19.958.812	15.578.692
Total de gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (25,5% en 2017 - 24% en 2016)	(5.089.497)	(3.738.886)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	101.519	(343.207)
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(22.525)	(47.286)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(13.240)	43.327
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	48.540	(497.687)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	114.294	(844.853)
Gasto por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(4.975.203)	(4.583.739)
Tasa impositiva efectiva	24,93%	29,42%

Con fecha 29 de septiembre de 2015, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.780 "Reforma Tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario", entre ellos un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría a la Renta, cuya variación de tasas se confirman con la promulgación de la Ley N° 20.899 de fecha 1 de febrero de 2016, en la que además se indica que la Sociedad y su filial deben tributar con el sistema parcialmente integrado, según las características de sus accionistas. De acuerdo con lo indicado en Nota 2.17 la Sociedad y su filial han contabilizado los efectos de utilizar este sistema.

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

13.2. Impuestos diferidos

- a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2017 y al 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, plantas y equipos	-	-	20.486.253	14.991.738
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	4.322	2.675	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	193.896	102.226	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	44.027	32.415	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión obsolescencia	6.259	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	2.580.294	2.676.725	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	-	14.608	25.567
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	582.905	32.711	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	46.746	50.896	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	120.836	101.728	116	490
Impuestos diferidos relativos a derivados	-	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	-	9.255	-	-
Total Impuestos Diferidos	3.579.285	3.008.631	20.500.977	15.017.795

- b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación financiera durante los años 2017 y 2016 es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	3.823.206	10.133.607
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(566.623)	4.884.188
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(247.952)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	3.008.631	15.017.795
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	559.687	5.483.182
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	10.967	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	3.579.285	20.500.977

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

14. Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes

a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2017		31/12/2016	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	18.023.989	-	-	-
Totales	18.023.989	-	-	-

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

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Rut Acreedor	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
STS	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	0,252%	Mensual	11.022.176	-	11.022.176	-	-	-
STS	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	0,26%	Mensual	7.001.813	-	7.001.813	-	-	-
Totales						18.023.989	-	18.023.989	-	-	-

15. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose 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	14.757.737	8.282.497
Otras cuentas por pagar	3.119	46.680
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.760.856	8.329.177

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 uso del Sistema Eléctrico Nacional	4.420.983	3.870.283
Cuentas por pagar bienes y servicios	10.336.754	4.412.214
Cuentas por pagar instituciones fiscales	-	33.651
Otras cuentas por pagar	3.119	13.029
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.760.856	8.329.177

El detalle de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre 2017 y al 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	1.637.309	12.961.821	158.607	14.757.737	436.047	7.687.843	158.607	8.282.497
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	1.637.309	12.961.821	158.607	14.757.737	436.047	7.687.843	158.607	8.282.497

16. 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	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	6.804.182	-	-	6.804.182
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	1.158.263	-	-	1.158.263
Efectivo y equivalentes al efectivo	73.042	291.095	-	364.137
Totales	8.035.487	291.095	-	8.326.582

al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, derivados	-	-	95	95
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	6.871.745	-	-	6.871.745
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	294.287	-	-	294.287
Efectivo y equivalentes al efectivo	198.882	547.508	-	746.390
Totales	7.364.914	547.508	95	7.912.517

b) Pasivos Financieros

al 31 de diciembre de 2017	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	18.023.989	-	-	18.023.989
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14.760.856	-	-	14.760.856
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	42.756.613	-	-	42.756.613
Totales	75.541.458	-	-	75.541.458

al 31 de diciembre de 2016	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8.329.177	-	-	8.329.177
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	36.355.166	-	-	36.355.166
Totales	44.684.343	-	-	44.684.343

16.1. 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:		
Saldo en Bancos	71.976	71.976
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6.656.957	6.656.957
Pasivos Financieros - al 31.12.2017	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18.023.989	18.023.989

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

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

Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar asociados principalmente a la venta de 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.

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.

17. Provisiones

17.1. Provisiones corrientes

17.1.1. Otras Provisiones a corto plazo

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

Otras provisiones a corto plazo	Provisiones	
	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Otras provisiones*	96.860	88.022
Totales	96.860	88.022

*Principalmente provisiones de multas y juicios.

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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	88.022
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	8.838
Total movimientos en provisiones	8.838
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	96.860
Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	32.904
Movimientos en provisiones	
Incremento (decremento) en provisiones existentes	55.118
Total movimientos en provisiones	55.118
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	88.022

17.1.2. 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	Corriente	
	31/12/17	31/12/16
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	163.062	127.114
Provisión por beneficios anuales	714.754	568.548
Totales	877.816	695.662

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	127.114	568.548	695.662
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	76.122	588.446	664.568
Provisión utilizada	(40.174)	(442.240)	(482.414)
Total movimientos en provisiones	35.948	146.206	182.154
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	163.062	714.754	877.816

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Total M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	115.379	469.566	584.945
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	76.774	610.786	687.560
Provisión utilizada	(65.039)	(511.804)	(576.843)
Total movimientos en provisiones	11.735	98.982	110.717
Saldo final al 31 de diciembre de 2016	127.114	568.548	695.662

17.2. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	886.194	714.256
Totales	886.194	714.256

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	714.256
Costo por intereses	25.280
Costo del servicio del año	88.558
Pagos en el año	(23.662)
Variación actuarial por cambio tasa	(28.912)
Variación actuarial por experiencia	110.674
Saldo al 31 de diciembre de 2017	886.194

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2016	610.350
Costo por intereses	29.921
Costo del servicio del año	75.777
Pagos en el año	(35.340)
Variación actuarial por cambio tasa	18.494
Variación actuarial por experiencia	15.054
Saldo al 31 de diciembre de 2016	714.256

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

Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2017 M\$	31/12/2016 M\$
Costo por intereses	25.280	29.921
Costo del servicio del año	88.558	75.777
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	113.838	105.698
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	81.762	33.548
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	195.600	139.246

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

Tasa de descuento (nominal)	5,16%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB 2014 H / 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	102.830	(86.071)

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	(102.335)	87.134

17.3. Juicios y multas

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

17.3.1. Juicios

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
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 Pto. 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 su filial han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros consolidados, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma.

Para los casos en 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.

17.3.2. Multas

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

Multas cursadas en 2017 y pendientes de resolución					
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
STS	Res. Ex 21226 de fecha 16.11.2017	SEC	Enex, falta señáletica	Pendiente Recurso de Reposición	46.972
STC	Res. Ex 8035/17/66 de fecha 04.12.2017	DIR. TRABAJO	Fiscalización Alumini, incumplimiento horas extras	Pendiente Recurso de Reposición	470
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
STS	Res. Ex 031 DRR de fecha 26.08.2010	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso de Reposición	23486
STS	Res. Ex 13740 de fecha 31.05.2016	SEC	Falta de mantenimiento.	Pendiente Recurso de Reposición	46.972

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

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

18. Otros Pasivos no Financieros

El detalle del rubro, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corriente		No Corriente	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos anticipados por venta de peajes	370.778	493.452	9.185.864	9.444.069
Otros pasivos no financieros no corrientes		-	103.679	99.441
Otras obras de terceros	265.815	174.911		-
Totales	636.593	668.363	9.289.543	9.543.510

19. Patrimonio

19.1. Patrimonio neto de la Sociedad

19.1.1. Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016 el capital social de STS asciende a M\$32.135.483 y está representado por 41.505 acciones serie A y 280.178.683.838 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

En Junta Extraordinaria de Accionistas con fecha 3 de junio 2016, se acordó aumentar el capital social de la Sociedad de la suma de M\$13.694.783 dividido en 243.021.817.353 acciones, de las cuales 36.000 corresponden a la Serie A y 243.021.781.353 corresponde a la Serie B, a la suma de M\$32.135.483, dividido en 280.178.638.838 acciones, de las cuales 41.505 corresponden a la Serie A y 37.156.902.485 corresponde a la Serie B.

19.1.2. Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2017 se aprobó el pago de un dividendo final de \$ 0,039219998 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, lo que significó un pago total de M\$10.988.609 correspondiente al 100% de la utilidad a repartir del ejercicio 2016. Adicionalmente, se aprobó el pago de un dividendo de \$0,010023268 por acción, con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores y significó un pago de M\$2.808.307. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2017, por un monto total de M\$13.796.916.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2016 se aprobó un acuerdo de no repartir dividendos para el año 2016.

19.1.3. Otras reservas varias

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

Saldos al 31 de diciembre de 2017:

	Saldo al 01 de enero de 2017 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de Coberturas M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2017 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(75.773)	(1.129.889)			(1.205.662)
Reservas de cobertura negocios conjuntos neta de impuestos diferidos	(17.251)		17.762		511
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(116.481)			(59.131)	(175.612)
Otras reservas varias	300.873				300.873
Totales	91.368	(1.129.889)	17.762	(59.131)	(1.079.890)

Saldos al 31 de diciembre de 2016:

	Saldo al 01 enero 2016 M\$	Reservas por diferencias de conversión M\$	Reservas de Cobertura M\$	Reservas de ganancias o pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre 2016 M\$
Reservas por diferencias de conversión neta de impuestos diferidos	831.783	(907.556)	-	-	(75.773)
Reservas de cobertura negocios conjuntos neta de impuestos diferidos	(426.516)	-	409.265	-	(17.251)
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales	(92.035)	-	-	(24.446)	(116.481)
Otras reservas varias	300.873	-	-	-	300.873
Totales	614.105	(907.556)	409.265	(24.446)	91.368

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

19.1.4. Diferencias de conversión

El detalle de la sociedad filial que presenta 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\$
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	(145.955)	-
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	(1.059.636)	(75.754)
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	(72)	(19)
Totales	(1.205.663)	(75.773)

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

19.1.5. Ganancias Acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

	Utilidades distribuibles M\$	Revaluación Activo Fijo M\$	Total al 31 de diciembre de 2017 M\$
Saldo Inicial al 01/01/2017	87.945.468	13.356.776	101.302.244
Realización revaluación	249.207	(249.207)	-
Resultado del año	14.864.833	-	14.864.833
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	(10.500.333)	-	(10.500.333)
Provisión dividendo mínimo del año	(4.459.450)	-	(4.459.450)
Totales 31/12/2017	88.099.725	13.107.569	101.207.294

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\$14.864.833.

	Utilidades distribuibles	Revaluación Activo Fijo	Total al 31 de diciembre de 2016
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	75.448.953	13.613.690	89.062.643
Realización revaluación	256.914	(256.914)	-
Resultado del año	10.988.609	-	10.988.609
Reverso provisión y pago dividendo año anterior	4.547.575	-	4.547.575
Provisión dividendo mínimo del año	(3.296.583)	-	(3.296.583)
Totales 31/12/2016	87.945.468	13.356.776	101.302.244

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\$10.988.609.

19.2. Gestión de capital

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

19.3. Restricciones a la disposición de fondos

Al 31 de diciembre de 2017 la Sociedad y su filial no poseen restricciones de envío de flujo a sus accionistas.

19.4. Patrimonio de participaciones no controladas

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2017 y 2016 y los efectos en ganancia (pérdida) de los no controladores al 31 de diciembre de 2017 y 2016, son los siguientes:

Empresa	Participación en filial		Patrimonio de filial		Resultado de filial		Participaciones No Controladores Patrimonio		Participaciones No Controladores Ganancia (pérdida)	
	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\$
SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	49,90000	49,90000	22.285.658	24.017.313	238.027	12.713	11.110.565	11.984.639	118.776	6.344
Totales							11.110.565	11.984.639	118.776	6.344

20. Ingresos

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Ventas de peajes	29.146.721	25.502.983
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	29.146.721	25.502.983

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	885.075	199.080
Venta de materiales y equipos	40.781	121.529
Arrendamientos	180.205	175.578
Intereses Créditos y Préstamos	5.327	2.115
Otros Ingresos	471.576	164.141
Total Otros ingresos, por naturaleza	1.582.964	662.443

21. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	265.404	276.894
Combustibles para generación y materiales	39.904	120.574
Totales	305.308	397.468

22. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	2.983.212	2.693.604
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	232.413	175.435
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	121.468	141.369
Activación costo de personal	(1.119.173)	(1.074.018)
Totales	2.217.920	1.936.390

23. Gasto por Depreciación y Amortización

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

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Depreciación	4.284.811	4.273.564
Amortización	6.484	11.212
Totales	4.291.295	4.284.776

24. Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	1.372.065	1.627.284
Mantención medidores, ciclo comercial	14	-
Operación vehículos, viajes y viáticos	171.571	123.815
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	2.316	3.450
Provisiones y castigos	110.230	66.377
Gastos de administración	1.840.999	1.590.022
Otros gastos por naturaleza	622.807	316.543
Totales	4.120.002	3.727.491

25. Resultado Financiero

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

Resultado Financiero	31/12/2017	31/12/2016
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	108.350	545.116
Total Ingresos Financieros	108.350	545.116
Otros gastos financieros	(1.756.768)	(1.930.436)
Activación gastos financieros (ver nota 2.9)	1.266.337	943.489
Total Costos Financieros	(490.431)	(986.947)
Resultado por unidades de reajuste	73.015	179.405
Diferencias de cambio	316.738	33.917
Positivas	320.878	33.917
Negativas	(4.140)	-
Total Resultado Financiero	7.672	(228.509)

26. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos durante los años 2017 y 2016, es el siguiente:

Empresa	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2017	31/12/2016
			M\$	M\$
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
STC	Proyectos de inversión	Inversión	380.925	367.994
Totales			737.662	1.002.766

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

27. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2017 la Sociedad y su filial han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$2.267.398 (M\$1.276.750 en 2016).

28. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en STS contabilizadas por el método de la participación:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2017 %	Saldo al 1/01/2017 M\$	Aportes	Participacion Resultado M\$	Dividendos M\$	Participacion patrimonio M\$	Subtotal 31/12/2017 M\$	Utilidad no realizada 31/12/2017 M\$	Total 31/12/2017 M\$
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. *	1	0,10%	767	-	837	(238)	392	1.758	-	1.758
Sociedad de Transmisión del Norte S.A.	1	10%	-	1.739.498	152.983	(42.808)	(145.921)	1.703.752	-	1.703.752
Totales			767	1.739.498	153.820	(43.046)	(145.529)	1.705.510	-	1.705.510

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2016 %	Saldo al 1/01/2016 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31/12/2016 M\$	Utilidad no realizada 31/12/2016 M\$	Total 31/12/2016 M\$
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. *	1	0,10%	710	20	(6)	43	767	-	767
Totales			710	20	(6)	43	767	-	767

* El saldo corresponde al valor del aporte inicial más el reconocimiento de los movimientos de patrimonio de cada año en proporción de su participación.

29. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos Bancarios

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2017
			Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año M\$		Más de 1 año hasta 2 años M\$	Más de 2 años hasta 3 años M\$	Más de 3 años hasta 4 años M\$	Más de 4 años hasta 5 años M\$		
Chile	CLP	0,25%	11.055.440	-	11.055.440	-	-	-	-	-	-
Chile	CLP	0,26%	7.010.878	-	7.010.878	-	-	-	-	-	-
Totales			18.066.318	-	18.066.318	-	-	-	-	-	-

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Electiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente		No Corriente					
								Vencimiento		Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2017
								Hasta 90 días M\$	Más de 90 días hasta 1 año 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\$		
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	SCOTIABANK	Chile	CLP	0,25%	0,25%	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	-	-	-	-	-	-	-
Totales								18.066.318	-	-	-	-	-	-	-

30. 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	557	7.882
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	22.975	15.019
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	73.468	6
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			97.000	22.907
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	147.225	82.148
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			147.225	82.148
TOTAL ACTIVOS			244.225	105.055
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	241	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			241	-
TOTAL PASIVOS			241	-

31. 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 – Sistema de Transmisión del Sur 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	18.478	14.775	3.703	25%
Activos no corrientes	232.792	202.163	30.629	15%
Total activos	251.270	216.938	34.332	16%
Pasivos corrientes	77.220	46.149	31.071	67%
Pasivos no corrientes	30.676	25.276	5.400	21%
Patrimonio	143.374	145.513	(2.139)	(1%)
Total pasivos y patrimonio	251.270	216.938	34.332	16%

1) Activos

Presentan un aumento de MM\$34.332 respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$3.703 y un aumento de los Activos no corrientes de MM\$30.629.

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

- a) Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas (MM\$863), principalmente por préstamos a la Sociedad Generadora Austral (servicios de peajes) y a Eletrans (servicios).
- b) Aumento de Activos por impuestos de MM\$2.881, principalmente por mayor IVA crédito fiscal por recuperar en filial Sistema de Transmisión del Centro S.A (STC), producto de inversiones en líneas de Transmisión.

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

- a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$29.046), principalmente por adiciones en construcciones en curso y por activación de obras en curso.

- b) Aumento en Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de la participación (MM\$1.704), principalmente por la incorporación en la participación de la empresa relacionada STN (10%).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$36.471, respecto de diciembre de 2016, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$31.071 y un aumento en los Pasivos no corrientes de MM\$5.400.

El aumento de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento de Otros pasivos financieros (MM\$18.023), por toma de créditos bancarios al corto plazo (inferior a 90 días).
- b) Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$6.431), principalmente por un incremento en cuentas por pagar bienes y servicios, a proveedores y acreedores.
- c) Aumento de Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$6.401), principalmente por prestamos cuenta corriente de Frontel y de Inversiones Eléctricas del Sur.

El aumento de los Pasivos no corrientes, se explica por aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$5.483), debido a mayores diferencias temporales originada entre bases tributarias y financieras que afectan a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Presenta una disminución de MM\$2.139 respecto de diciembre de 2016, principalmente por el resultado del periodo (MM\$14.865); compensado parcialmente con pago de dividendo 2017 neto de provisión de año anterior (MM\$10.500), por provisión de dividendos mínimo (MM\$4.459) y ajuste de conversión de la filial STC (MM\$1.130).

Principales Indicadores:

		Unidad	Dic-17	Dic-16	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,2	0,3	(25,3%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,2	0,3	(26,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,8	0,5	53,3%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	49,2	20,4	141%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	71,6%	64,6%	11%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	28,4%	35,4%	(19,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo	MM\$	36.022	28.347	27,1%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	23,9	21,1	13,2%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	15	17	(12%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles) (9)	MM\$	24.086	20.104	20%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (10)	%	10,37%	8,45%	22,8%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (11)	%	6,40%	5,35%	19,6%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (12)	%	10,27%	9,50%	8,1%
	Utilidad por acción (13)	\$	0,062	0,045	36%

Fórmulas:

(1) **Liquidez Corriente:**

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

(2) **Razón Ácida:**

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

(3) **Deuda / Patrimonio:**

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

(4) **Cobertura Gastos Financieros:**

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

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

(5) **Deuda CP / Deuda Total:**

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

(6) **Deuda LP / Deuda Total:**

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

(7) Rotación de Inventarios:

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

* * Considera inversiones propias e inversiones con subsidios.

(8) Permanencia de Inventarios:

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

(9) Ebitda (12 meses móviles):

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

(10) Rentabilidad del Patrimonio (anualizado):

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

(11) Rendimiento del Activo (anualizado):

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

(12) Rentabilidad Activos Operacionales (anualizado):

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

PPE= Propiedades, Planta y Equipos (neto)

(13) Utilidad por acción:

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

	Dic-17	Dic-16	Diferencia	Variación
	MM\$	MM\$	MM\$	%
Ingresos de explotación	30.730	26.165	4.565	17%
Materias primas y consumibles utilizados	(306)	(397)	91	(23%)
Margen de contribución	30.424	25.768	4.656	18%
Gasto por beneficio a los empleados	(2.218)	(1.936)	(282)	15%
Otros gastos por naturaleza	(4.121)	(3.728)	(393)	11%
Resultado bruto de explotación	24.086	20.104	3.982	20%
Gasto por depreciación y amortización	(4.291)	(4.285)	(6)	0%
Resultado de explotación	19.795	15.819	3.976	25%
Resultado financiero	8	(228)	236	(104%)
Otras ganancias (pérdidas)	156	(12)	168	100%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	19.959	15.579	4.380	28%
Gasto por impuestos a las ganancias	(4.975)	(4.584)	(391)	9%
Ganancia (pérdida)	14.984	10.995	3.989	36%

1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumentó respecto al ejercicio anterior en MM\$3.982, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM\$4.656, debido a:

- Mayor margen en Transmisión Zonal (MM\$3.564), debido principalmente por mayores retiros de las distribuidoras (peajes) en comparación con el mismo periodo del año anterior e indexación por factores macroeconómicos.
- Mayores otros ingresos por naturaleza (MM\$920), principalmente por un mayor ingreso en mantenimiento de instalaciones de terceros y construcción de obras.

- b) Mayores Gastos del personal (MM\$282), por incremento de dotación e indexación de IPC.
- c) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$393), debido a mayores costos de administración, originados por la mayor carga que implica un importante aumento de la red eléctrica (tanto en mantenimiento de flota y edificios), así como asesorías y auditoría relacionadas con procesos tarifarios.

2) Resultado financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$236 con respecto al año anterior, principalmente por:

- a) Aumento de resultados (menor pérdida) por diferencia de cambio (MM\$283), originado con actualización de las cuentas monetarias en pesos de la filial STC que tiene moneda funcional dólar y una posición de balance activa en pesos, la que genera utilidades cuando se aprecia esta moneda.
- b) Lo anterior, compensado parcialmente por disminución de los resultados (menor ingreso) por Resultados por unidades de reajuste (MM\$106), originado por una menor variación del valor de la UTM en 2017 versus 2016, que afecta la actualización del remanente de crédito fiscal por recuperar.

3) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2017 obtuvo utilidades por MM\$ 14.984, lo que implicó un aumento de MM\$ 3.989 respecto de diciembre 2016.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	Dic-17 MM\$	Dic-16 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	33.952	27.447	6.505	24%
de la Inversión	(42.910)	(32.104)	(10.806)	34%
de Financiación	8.573	5.329	3.244	61%
Flujo neto del período	(385)	671	(1.056)	(157%)
Variación en la tasa de cambio	3	1	2	0%
Incremento (disminución)	(382)	673	(1.055)	(157%)
Saldo Inicial	746	73	673	922%
Saldo Final	364	746	(382)	(51%)

El saldo de efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$364, menor respecto de diciembre de 2016.

La disminución del flujo neto (variación negativa) respecto del año anterior, se explica principalmente por:

- 1) Mayor flujo positivo de efectivo por Actividades de la operación, originado principalmente por mayores ingresos netos de la operación (mayor Ebitda).
- 2) Mayor flujo negativo de efectivo (variación negativa), por Actividades de inversión, originado por mayores compras de propiedades, planta y equipo.
- 3) Mayor flujo positivo de efectivo (variación positiva), por Actividades de financiación, originado principalmente por obtención de préstamos de corto plazo con el sistema financiero y menor flujo neto por pago de préstamos a entidades relacionadas; compensado parcialmente con pago de dividendo y adicionalmente en 2016, la Sociedad recibió un aporte de capital.

IV. Mercados en que participa.

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.

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 son fijados por la Autoridad Regulatoria.

STS, adicionalmente 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.

En 2015, la Sociedad también participó en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada, a través de su filial STC.

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, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota 4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad, además de los riesgos relacionado con la filial STC.

1) Riesgos Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos de fijación tarifaria y licitaciones públicas liderados por la Comisión Nacional de Energía (la Autoridad), para el segmento de transmisión de energía.

En los procesos de fijación tarifaria, la Autoridad fija las tarifas y dicta las normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La Autoridad busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarifados. La Autoridad puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

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 3.3 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 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 régimen tarifario para el período 2018-2019, que permitiera 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.

c) 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.

2) Riesgos filial STC

Los principales riesgos a los que la filial se ve expuesta están relacionados con riesgo por encarecimiento de la construcción o atraso de la puesta en marcha. En relación con estos riesgos mencionados, estos dependen de la capacidad constructiva de la Sociedad (de la que tiene experiencia), de modo de evitar aumentos importantes de costos en esta etapa que puedan afectar la rentabilidad del proyecto. Para ello la Sociedad cuenta con un equipo dedicado de especialistas y con monitoreo constante.

Para administrar el riesgo inherente a la construcción y montaje propiamente tal, se negociaron contratos EPC (Engineer, Procurement and Construction) con empresas de construcción y montaje de primera clase, con lo que el nivel de inversión comprometido en los proyectos, se encuentran razonablemente cubiertos.

Cabe mencionar que en agosto de 2017, el accionista Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado que el proyecto Central Ñuble presentaba un atraso importante y que se preveía su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2022. Ahora bien, el contrato de peajes con Central Ñuble establece que se comenzará a pagar una vez esté la línea disponible para su uso. Lo que se espera ocurra durante el primer semestre de 2018.

A la fecha Eléctrica Puntilla no ha dado señales de ningún incumplimiento al contrato y su participación en STC sigue enfocándose en la puesta en marcha de la línea.