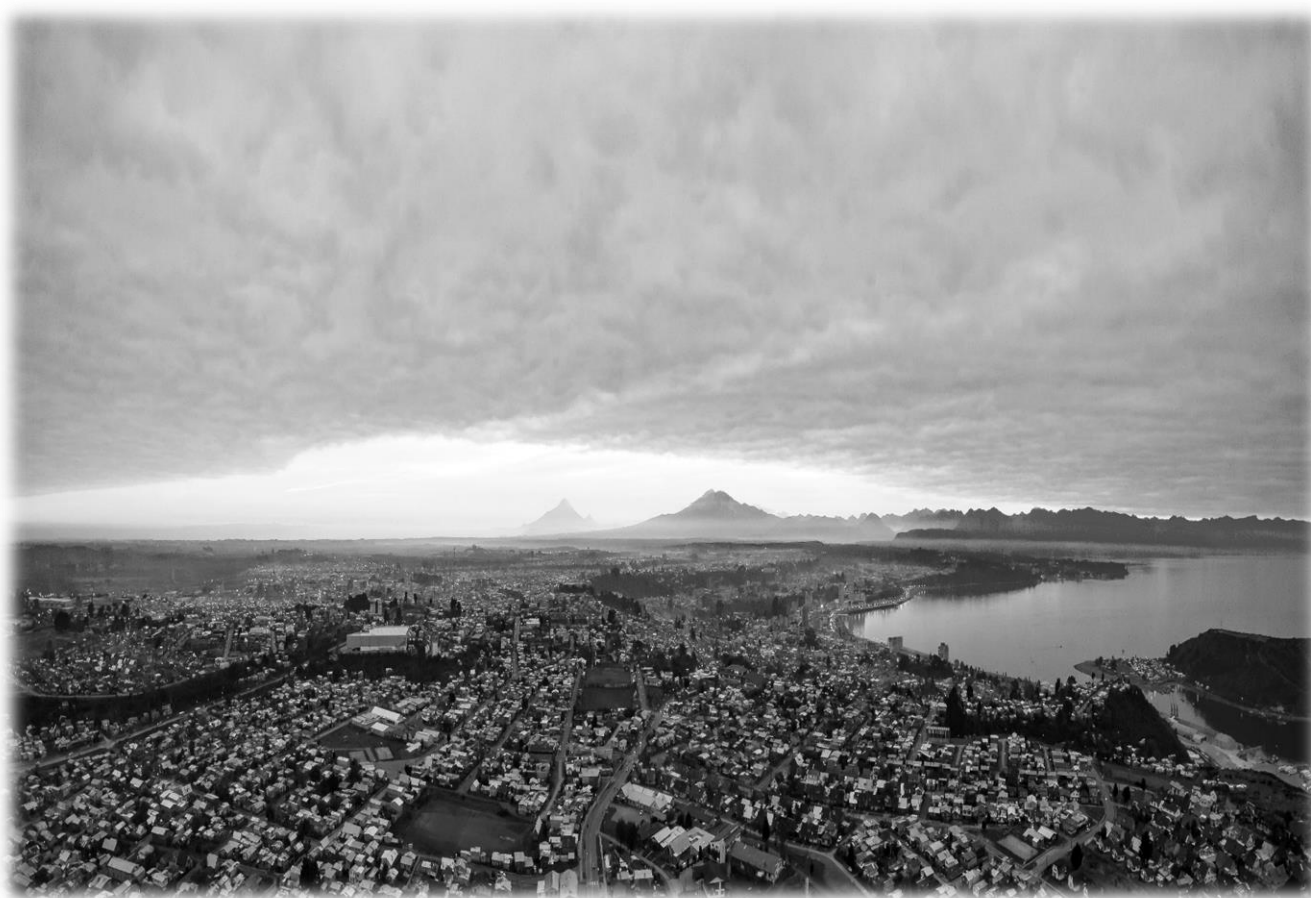




Reporte Anual 2018

Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	5
IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD	6
ANTECEDENTES RELEVANTES	7
ESTRUCTURA DE PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	12
DIRECTORIO	15
ADMINISTRACIÓN	16
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	17
MARCHA DE LA EMPRESA	18
ELECTRIFICACIÓN RURAL	26
LÍNEA DE TIEMPO	29
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	36
FACTORES DE RIESGO	41
GESTIÓN FINANCIERA	46
HECHOS RELEVANTES	50
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	51
ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS	52

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Parte de un nuevo mundo

Los últimos años han sido de enormes desafíos para el Grupo Saesa. Nuevas exigencias sociales, regulatorias y tecnológicas nos han obligado a redoblar nuestros esfuerzos por entregar, cada día, un mejor y más estable servicio a nuestros clientes. Si bien aún falta camino por recorrer, podemos decir con satisfacción, que lo estamos superando con éxito.

El año que recién pasó trajo importantes retos para la industria eléctrica del país. En diciembre de 2017, se publicó la nueva norma técnica que regula la distribución de energía eléctrica, la que tiene por finalidad mejorar la calidad en el servicio, llevándolo a estándares de clase mundial. Se definieron nuevos y muy exigentes parámetros para el suministro, productos y servicios que entregamos a nuestros clientes. Este desafío va en sintonía con nuestro compromiso permanente por mejorar día a día, y lo alcanzaremos a través de importantes inversiones, incorporando nuevas tecnologías e infraestructura y de la mano de nuestro creciente número de colaboradores.

Estamos comprometidos con el desarrollo eléctrico del país y cada vez somos más conscientes que la única manera de lograrlo es haciéndolo de manera sustentable. En un mundo de constantes cambios, entendemos que es nuestra obligación ser pioneros en las nuevas tecnologías que nos permitan no sólo mejorar la calidad de vida de las personas, sino que respetar el medio ambiente. Las energías limpias, soluciones de eficiencia energética y electromovilidad, entre otros, nos permitirán aportar a esta cruzada, de la que todos debemos hacernos parte.

Nos llena de orgullo participar, por ejemplo, en los proyectos de electrificación fotovoltaica impulsados por la autoridad, que permiten llevar energía eléctrica limpia y eficiente a lugares aislados de nuestro territorio nacional. Estos no sólo emplean energías renovables, sino que mejoran de manera significativa la calidad de vida de muchas comunidades de nuestro país.

En esta misma línea están nuestros proyectos de calefacción eléctrica, que pretendemos lanzar en un corto plazo, en base a los cambios regulatorios que los sustentan, con el objeto de ayudar a descontaminar las grandes ciudades del sur del país.

Mejoras y proyectos

Manteniendo siempre la finalidad de prestar un mejor servicio a nuestros más de 860 mil clientes, durante el año 2018 pusimos en operación 3 nuevas subestaciones y más de 1.500 kilómetros de líneas, todo lo cual permitió robustecer nuestras redes eléctricas y alcanzar nuevas localidades y clientes.

Destaca entre nuestros proyectos la denominada Subestación Kimal que, ubicada en pleno desierto de Atacama, permite descongestionar el sistema de transmisión nacional en el norte del país, mejorando así de manera integral la estabilidad eléctrica de dicho sistema. Esta obra, de gran relevancia en la configuración actual del sistema de transmisión nacional, requirió una inversión de US\$27 millones. Adicionalmente, el Ministerio de Energía decretó una ampliación para este proyecto por un monto de inversión de US\$14 millones y cuya puesta en servicio está proyectada para el segundo trimestre de 2019.

Resultados financieros

El Ebitda del Grupo Saesa alcanzó los \$108.231 millones, lo que representa un crecimiento de 9,1% respecto al año anterior, reflejando un aumento en la eficiencia de la compañía. A lo anterior, se

suman los nuevos ingresos provenientes de la entrada en servicio de nuevos proyectos, inversiones que en el año 2018 alcanzaron los \$121.740 millones, un 14% más de lo invertido durante el año 2017, como consecuencia de la confianza y compromiso de nuestros accionistas en respaldar el desarrollo sustentable de nuestro sector.

Compromiso permanente

En nuestra empresa tenemos claro el compromiso que tenemos con nuestra comunidad, su calidad de vida y oportunidades. Es así como día a día desarrollamos programas de responsabilidad social – muchos de los cuales por su trayectoria nuestra gente ya siente como propios – los que entendemos son tanto o más importantes que las demás actividades de nuestro negocio. De este modo, contribuimos al desarrollo de nuestro país, desde nuestra zona, donde su geografía y clima imponen aún mayores desafíos a su gente.

Claros ejemplos de esto lo constituyen programas como “Somos Vecinos”, “A la Escuela con Energía”, “Conexión de Sedes Sociales” o “Liceos Eléctricos”, los cuales contemplan aportes a la educación, creación de mesas de trabajo, generación de herramientas para la obtención de empleo, relaciones amigables con la comunidad y soluciones energéticas, entre otros.

Nuestros colaboradores

Para nuestra empresa el principal activo son sus colaboradores y ellos son nuestro pilar fundamental. Es por ello que su bienestar e integridad son el prisma a través del cual desarrollamos todas nuestras actividades.

La seguridad de ellos es un intransable y ningún crecimiento sería posible sin que sea nuestra prioridad. Estamos y seguiremos trabajando en herramientas, programas de formación, campañas y fiscalización que nos permitan seguir siendo un referente en la industria a nivel nacional, reduciendo cada vez más las tasas de accidentabilidad de nuestros trabajadores y contratistas.

Nos interesa ser un lugar donde los trabajadores quieran crecer y permanecer. Valores como la innovación, colaboración, agilidad y flexibilidad forman parte ahora de nuestro lenguaje cotidiano, entendiendo que existen nuevas y más eficientes formas de trabajar, las que permitan hacer de nuestra labor una experiencia gratificante y compatibilizar la vida personal con la laboral. Esta preocupación ha hecho posible alcanzar con orgullo el 4º lugar en el ranking de las mejores empresas para trabajar en Chile, Great Place to Work.

Nos queremos caracterizar por ser una empresa que hace las cosas de manera ética y correcta. Es por ello que, a las normas de integridad y políticas internas ya existentes, los últimos años hemos sumado un modelo de prevención de delitos y un programa de compliance, los cuales buscan asegurar que el comportamiento de todos nuestros colaboradores refleje nuestros principios y valores.

Agradecimientos

Durante los últimos años hemos logrado un crecimiento sostenido que ha permitido posicionarnos como un referente de la industria eléctrica en el país. Lo anterior, ha sido posible gracias al importante esfuerzo de cada uno de nuestros colaboradores, accionistas y directores, apoyados en una cultura de colaboración, valores y principios preocupados por nuestra gente, la comunidad y el desarrollo de la industria eléctrica en Chile.

Jorge Lesser García-Huidobro

Presidente

VISIÓN CORPORATIVA

VISIÓN

Mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sustentable del país, entregando energía confiable y segura. Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile. Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

MISIÓN

En los siguientes cuatro, años el Grupo Saesa deberá implementar un cambio disruptivo en su negocio, alcanzando un nuevo estándar en calidad de servicio y fortaleciendo significativamente su relación con los clientes. La compañía deberá implementar con éxito los proyectos de Nueva Norma Técnica y Medición Inteligente, asegurando además consolidar su liderazgo en seguridad laboral en la industria. La empresa deberá ser un actor relevante en el desarrollo del marco regulatorio y nuevas tecnologías de la industria en Chile, promoviendo un trabajo cercano con reguladores y comunidades.

Al año 2022, el Grupo Saesa deberá redefinir la relación con sus clientes, potenciando nuevos sistemas digitales que mejoren la experiencia y desarrollando una cultura verdaderamente centrada en los clientes.

Para construir el futuro, el Grupo Saesa deberá promover la innovación en todos los ámbitos de su negocio y explorar las oportunidades que ofrecen las nuevas tecnologías en bienes y servicios eléctricos de uso diario de los clientes.

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2022

Durante los próximos años, el Grupo Saesa experimentará un cambio disruptivo en todos los ámbitos de su negocio. Deberá implementar exitosamente sus proyectos de inversión y redefinir su relación con el cliente junto con contar con un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. Además, deberá asegurar su liderazgo en seguridad laboral y crecer creando valor económico real para sus accionistas.

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar sus objetivos, la Empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e internalizar 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

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Nombre de Fantasía

Frontel

Rol Único Tributario

76.073.164-1

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

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores

N°1.073

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio Web

www.gruposaesa.cl

Fono Atención Inversionistas

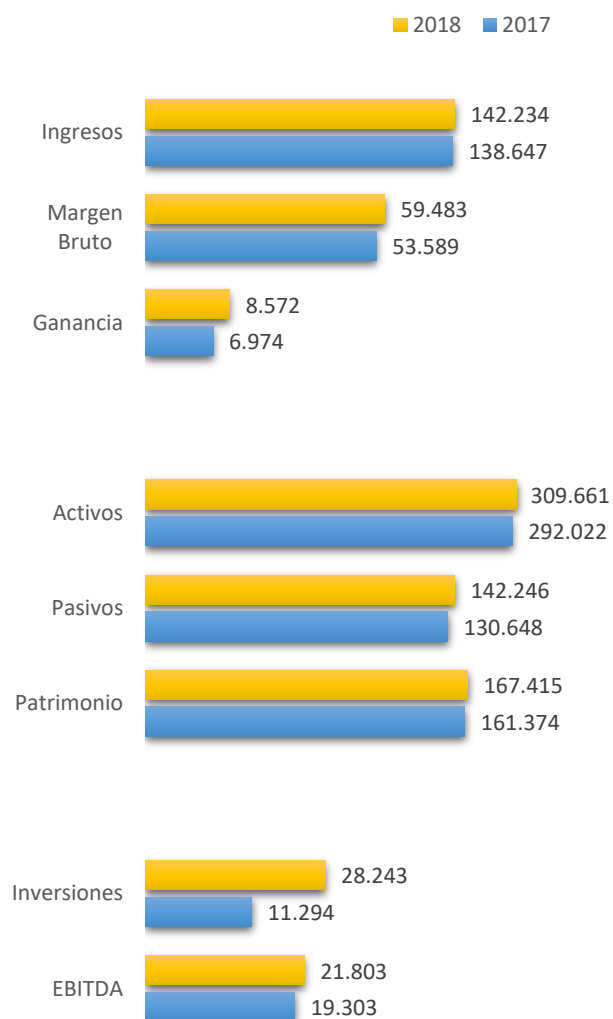
+56 64 238 5400

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

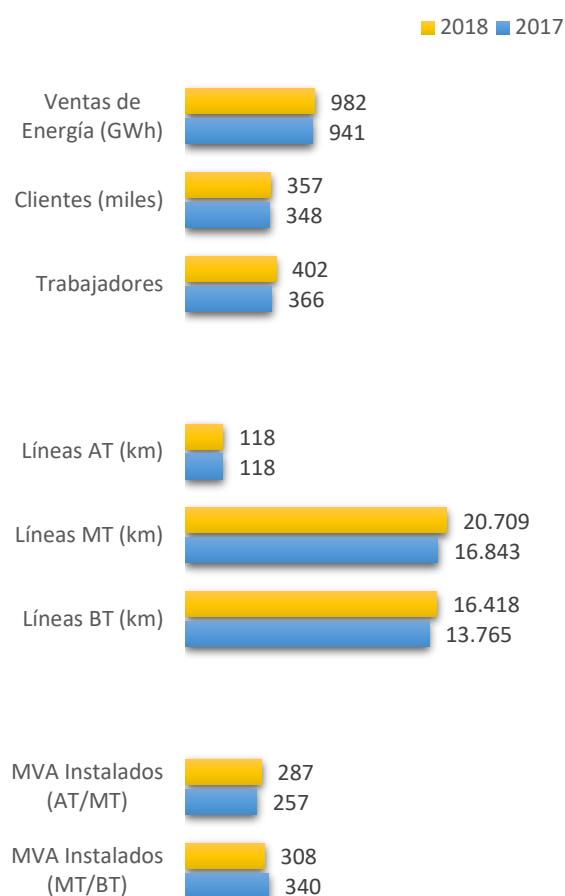
Constituida por escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.010 N°31.135 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES

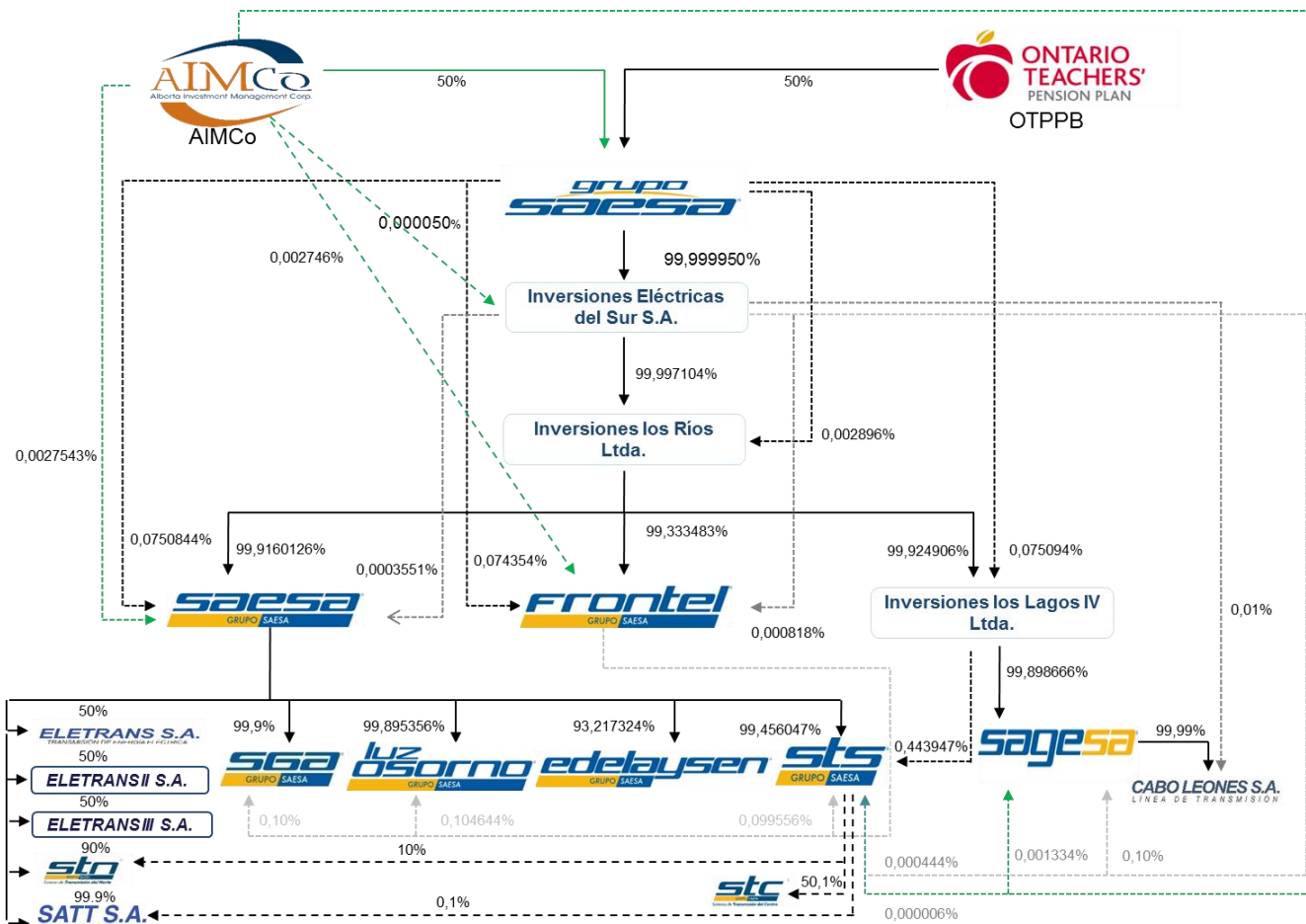


CLASIFICACIÓN DE RIESGO

	Bonos	Clasificadora
Frontel	AA+	ICR / FELLER

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2018 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de Frontel, Inversiones Los Ríos Ltda., posee un 99,333483% en forma directa.

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

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2018, el número de accionistas de Frontel alcanzo los 188, siendo los doce mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Inversiones Los Ríos Limitada	305.339.585	7.406.952.072.997	7.407.257.412.582	99,333483%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,364057%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,074354%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,047352%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,039443%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,037762%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,028395%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,014692%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,009055%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,007672%
Municipalidad de los Angeles	18.861	565.805.480	565.824.341	0,007588%
Suc Graciela Pendola Villouta	12.260	367.773.562	367.785.822	0,004932%
Otros Accionistas	204.839.426	2.122.920.315	2.327.759.741	0,031216%
TOTAL	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

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

ACUERDOS CONJUNTOS

La sociedad posee pactos de accionistas, celebrados con fecha 24 de julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios de la sociedad y contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones en la misma.

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

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

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	2	-	2
Entre 41 y 50 años	4	1	5
Entre 51 y 60 años	1	-	1
Entre 61 y 70 años	-	-	-
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	-	-	-
Entre 3 y 6 años	-	-	-
Entre 6 y 9 años	-	1	1
Entre 9 y 12 años	2	-	2
Mayor a 12 años	5	-	5
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	7	1	8
EXTRANJERA	-	-	-

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	51	5	56
Entre 30 y 40 años	129	43	172
Entre 41 y 50 años	102	26	128
Entre 51 y 60 años	22	7	29
Entre 61 y 70 años	7	1	8
Mayor a 70 años	-	1	1
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	77	12	89
Entre 3 y 6 años	42	11	53
Entre 6 y 9 años	59	11	70
Entre 9 y 12 años	24	21	45
Mayor a 12 años	109	28	137
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	309	82	391
EXTRANJERA	2	1	3

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	51	5	51	5	12,4%	1,2%
Entre 30 y 40 años	-	-	2	-	129	43	131	43	32,0%	10,5%
Entre 41 y 50 años	3	1	4	1	102	26	109	28	26,6%	6,8%
Entre 51 y 60 años	2	-	1	-	22	7	25	7	6,1%	1,7%
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	7	1	8	1	2,0%	0,2%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	1	1	1	0,2%	0,2%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	-	-	-	77	12	78	12	19,0%	2,9%
Entre 3 y 6 años	2	-	-	-	42	11	44	11	10,7%	2,7%
Entre 6 y 9 años	4	-	-	1	59	11	63	12	15,4%	2,9%
Entre 9 y 12 años	-	1	2	-	24	21	26	22	6,3%	5,4%
Mayor a 12 años	-	-	5	-	109	28	114	28	27,8%	6,8%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	7	1	309	82	319	83	77,8%	20,2%
EXTRANJERA	4	1	-	-	2	1	6	2	1,5%	0,5%
							79,3%	20,7%		
							410			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	95%	100%	-5%
Enc. Unidad	87%	100%	-13%
Jefes de Área	101%	100%	1%
Linieros	N.A	100%	N.A
Profesionales	90%	100%	-10%
Supervisores	N.A	100%	N.A
Técnicos	89%	100%	-11%

DIRECTORIO

En el año 2018 el Directorio de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A 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 el último año el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:



PRESIDENTE

Jorge Lesser García-Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3
Fecha designación: 16-05-2018



VICEPRESIDENTE

Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9
Fecha designación: 16-05-2018



DIRECTOR TITULAR

Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6
Fecha designación: 26-04-2018



DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K
Fecha designación: 26-04-2018



DIRECTOR TITULAR

Ben Hawkins
Maestría en
Administración de
Empresas
Extranjero
Fecha designación: 26-04-2018



DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjera
Fecha designación: 26-04-2018



DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero
Fecha designación: 26-04-2018



DIRECTOR TITULAR

Stephen Best
Contador Público
Extranjero
Fecha designación: 28-08-2018

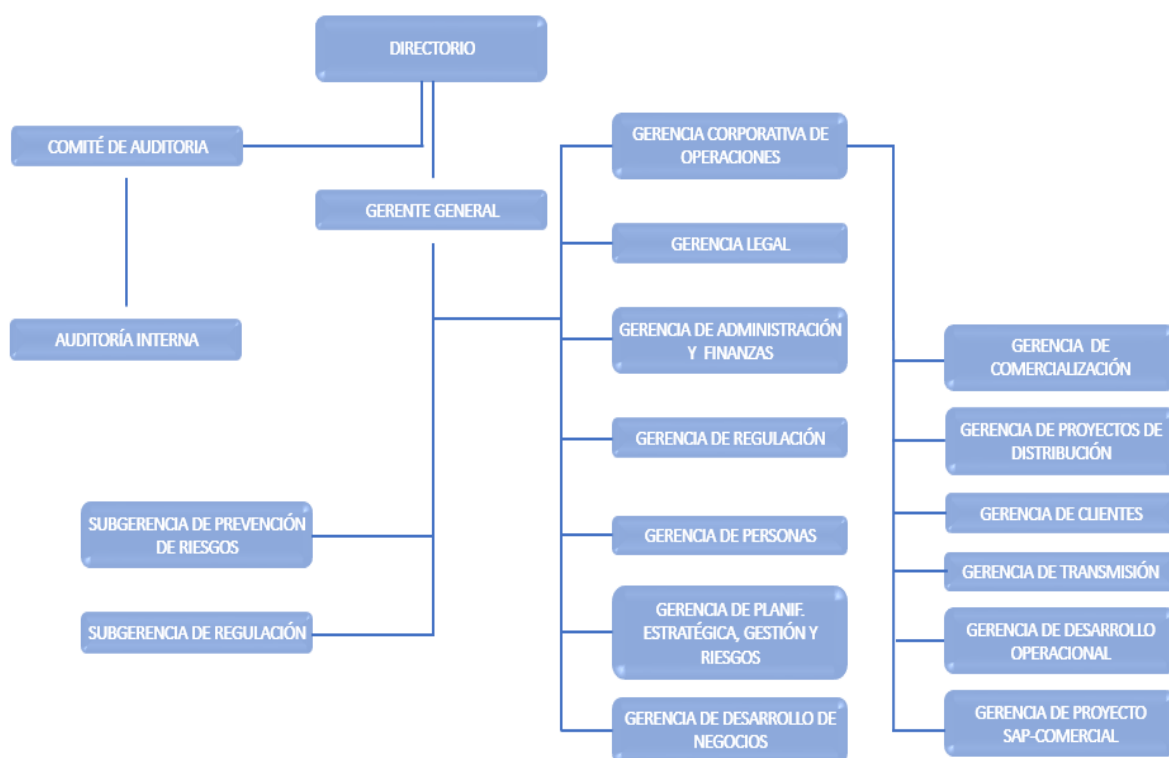
ADMINISTRACIÓN

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 de Proyecto SAP 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 Proyectos de Distribución	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 Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico / RUT 11.364.868-6 Fecha nombramiento 01 de noviembre de 2015
Gerente de Desarrollo Operacional	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 Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista / RUT 11.694.983-0 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Clientes	Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6 Fecha nombramiento 1 de abril de 2018
Gerente de Explotación	Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones para la sociedad y sus filiales, salvo para Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. (Cabo Leones), cuyo Directorio está conformado por gerentes de la matriz y para Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC), cuyo Directorio está integrado por 5 miembros, de los cuales cada accionista designa dos, en cuyo caso STS, en calidad de accionista, ha designado a gerentes de la matriz, y hay uno con carácter de independiente.

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



MARCHA DE LA EMPRESA

EXCELENCIA OPERACIONAL

El año 2018 fue positivo para el Grupo Saesa desde el punto de vista de calidad de servicio, ya que se lograron mejorar los indicadores respecto al año 2017. Así es como destaca la disminución del tiempo promedio de interrupciones por cliente, evaluada por el indicador SAIDI impuesto por el regulador y la frecuencia media de éstas, medida por el indicador SAIFI.

Con respecto al primer indicador, el año 2018 se cerró con un SAIDI de 26,9 lo que representó un 31,1% inferior al año anterior, lo que en la práctica significó 13 horas menos de interrupciones promedio para la totalidad de los clientes respecto al 2017.

En relación a la frecuencia de interrupciones promedio por cliente, que registra el indicador SAIFI, las distribuidoras del Grupo Saesa alcanzaron un promedio de 9,9 disminuyendo un 8,9% respecto al año anterior.

Frontel presento la siguiente informacion durante el año, respecto de alimentadores y clientes fuera de estándar:

ALIMENTADORES Y CLIENTES FUERA DE ESTANDAR DIC'17-NOV'18				
EMPRESA	Q	Q	%	%
	ALIMENTADORES	CLIENTES	ALIMENTADORES	CLIENTES
FRONTEL	22	110,507	29%	31%

SUSTENTABILIDAD

La visión de la sociedad es mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sostenible del país, entregando energía confiable y segura. El trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con los clientes.

En este desafío, la sustentabilidad es central y es por eso que constituye uno de los valores que guían el quehacer de la empresa. Esto implica, trabajar en un relacionamiento responsable y consciente con el presente y el futuro de las comunidades en las que opera y también su medio ambiente.

En este marco, la sustentabilidad se desarrolla materializando un compromiso a través de acciones en el día a día, que potencien un servicio desde la búsqueda por contribuir al desarrollo del país a escala regional. Para ello, desde 2017 la compañía cuenta con una Política de Sustentabilidad que se basa en 3 focos estratégicos: dialogo, consciencia y valor compartido.

En 2018 se formó el primer Comité de Sustentabilidad integrado por los líderes de diversas áreas de la sociedad, cuyo objetivo es identificar, desarrollar, medir y reportar las principales acciones, procesos o programas que contribuyan al desarrollo de la sustentabilidad, a partir de la satisfacción de necesidades de la empresa y sus públicos de interés (inversionistas, comunidad, clientes, colaboradores, proveedores, etc.) y haciendo uso consciente y responsable de los recursos naturales.

Para ello se creó un plan de indicadores claves y metas para 2018. Con esos resultados se realizará el primer reporte del Plan de Sustentabilidad Corporativa del Grupo Saesa a comienzos del año 2019.

Además, durante 2018 se realizaron diferentes iniciativas que han promovido y permitido un acercamiento a las comunidades presentes en las regiones en las que el Grupo Saesa opera.

Programa Somos Vecinos:

Desde que comenzó a implementarse este programa a mediados del año 2015, se ha llegado a todas las comunas donde la empresa opera en distribución de energía eléctrica, 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.

En 2018 se realizaron 463 reuniones, lo que significó un aumento de un 116%, respecto a 2017. Se vinculó presencialmente con más de 5 mil personas. 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.

Durante 2018 se realizaron reuniones no sólo con Juntas de Vecinos, sino también con diversas organizaciones sociales, entre las que destacan Bomberos, Carabineros, PDI, gremios como las Cámaras de Comercio, Concejos Municipales, clubes deportivos, instituciones educativas, entre otros.

Una de las innovaciones que se realizó bajo el alero de esta iniciativa es el programa “Somos vecinos radio”, que es una instancia donde a través de este medio de comunicación se replican los contenidos de las reuniones, llegando a un número mayor de personas. Se realizaron 50 programas radiales, distribuidos en las 7 zonales, con lo que se logró llegar a comunidades lejanas geográficamente y dar respuesta muchas de sus inquietudes.

Programa de Conexión de Sedes Sociales:

Este programa consiste en la conexión gratuita de una sede social al sistema eléctrico lo que es financiado íntegramente por la Empresa. Lo anterior incluye tanto la instalación interior como la del empalme.

Desde sus inicios en el 2013, más de 109 sedes de organizaciones locales han logrado conectarse a la red de abastecimiento eléctrico en el marco de este programa. Hoy más de 6.500 familias pueden usar con mayor comodidad y diversidad de estos espacios para su desarrollo, esparcimiento y vida en comunidad. Durante el año 2018 se conectaron 28 nuevas sedes en 22 comunas de la zona de operación de la compañía.

Programa “A la Escuela con Energía”:

Este programa consiste en la entrega de útiles escolares y equipamiento audiovisual en escuelas de sectores alejados, fundamentalmente rurales.

El año 2018 se beneficiaron 32 establecimientos, alrededor de 200 alumnos, completándose así más de 300 establecimientos beneficiados desde los inicios de esta campaña en el año 2011. Este año además se realizó el segundo Concurso de Eficiencia Energética, consistente en impulsar el ahorro energético en las escuelas beneficiadas, por un periodo de 4 meses, en los que cada establecimiento compitió para disminuir su consumo eléctrico en relación al año anterior. Durante esos meses se entregaron consejos de ahorro de energía.

En 2018 participaron 30 escuelas, resultando 5 ganadoras: El primer lugar fue para la Escuela Rural Cristo Rey de Ralún, en Puerto Varas, con un 46% de ahorro; Las demás ganadoras fueron Escuela de Purrehuín, en San Juan de la Costa; Escuela Rural la Península del Río Rollizo, en Cochamó; Escuela Rural Pumol de Futrono; Escuela Héroes de Chile de Yumbel.

Programa 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 en 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 2018, fueron beneficiados 11 establecimientos que participaron en este programa con un total de 416 alumnos.

MEDIOAMBIENTE

El Grupo Saesa ha ido desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables. Es así como al 2018, la capacidad de generación a través de este tipo de energías alcanzó los 681 kW a través de 11 proyectos fotovoltaicos y eólicos. Para el año 2019, se proyecta la incorporación de 5 nuevos proyectos que aumentaran a 925 kW dicho tipo de generación.

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 2018, se lograron recolectar y efectuar disposición final de 16,6 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 37% el manejo de estos residuos respecto del año 2017.

Durante el año 2018, de manera inédita Edelayesen realizó en conjunto a Corporación Patagonia Viva una campaña de recolección de baterías en la Región de Aysén, trasladando a disposición final 68 toneladas de baterías en desuso.

En aspectos medioambientales, las labores de roce y poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, que buscan 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 2018, se reforestaron 21 hectáreas de árboles nativos, lo que consideró la plantación de 32.867 especies arbóreas.

PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Grupo Saesa ha iniciado un nuevo camino lleno de desafíos en donde las personas tienen un rol fundamental que requiere hacer las cosas de una manera distinta, por eso a los 7 valores que determinan su cultura, durante el año 2018 se incorporaron nuevos comportamientos que permitirán a la compañía sumarse a la era de la Disrupción: **Innovación, Colaboración, Flexibilidad y Agilidad.**

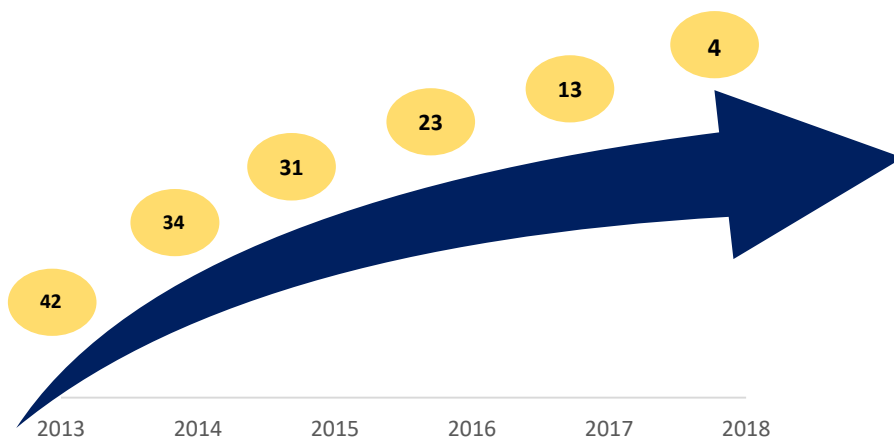
Programa Somos Formadores

- Durante el año 2018 en Frontel se desarrollaron **38 mil horas** del **Plan de Capacitación Corporativa**, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores.
- En el programa **Crece**, orientado a promover la formación y perfeccionamiento continuo de trabajadores destacados que se interesen en mejorar su formación académica, actualizar conocimientos y busquen especialización técnica o profesional para el desarrollo de su carrera, alineado a la estrategia y requerimientos del grupo SAESA, se realizaron más de **26 mil horas**.
- 56 jóvenes egresaron de la **Escuela de Linieros**, formando parte de 139 alumnos pertenecientes a las 9 Escuelas de Linieros que ya se han realizado exitosamente.
- Acorde a las nuevas exigencias de la industria se realizó la primera escuela de Medición Inteligente, en donde egresaron 22 estudiantes que asumirán este importante desafío tecnológico.
- En el 2018 finalizó por segundo año consecutivo el **Programa de Desarrollo de Proveedores (PDP)** que busca mejorar los estándares de gestión empresarial y de calidad. En esta oportunidad participaron 8 empresas contratistas, 5 de Temuco y 3 de Concepción, con un promedio de 26 alumnos por sesión.
- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (**SEDR**), ya en su tercer año de implementación en la empresa, ha permitido incorporar una nueva forma de hacer las cosas, de evaluar y retroalimentar, sumando una mirada integral del colaborador al poder contar con una evaluación por parte de su jefatura además de un segundo evaluador. Durante estos tres años, el trabajo ha sido continuo con el fin de generar una cultura de retroalimentación que potencie la excelencia en la gestión.
- A principios de 2018 entró en vigencia la Nueva Ley de **Inclusión Laboral**, que promueve la inclusión eficaz de trabajadores con discapacidad en instituciones públicas y privadas. Bajo este escenario, la compañía comenzó a trabajar en un plan, tomando el contexto de la nueva legislación como una oportunidad para potenciar una cultura inclusiva, es por ello que se abrieron las puertas para ser una empresa más diversa, valorando los talentos de las personas, generando así oportunidades laborales a través de cargos inclusivos.

Un Gran lugar para trabajar

- Mantener un buen **Clima Laboral** es uno de los objetivos más importantes del Grupo Saesa, obteniendo un porcentaje promedio de satisfacción de un 85% durante los últimos 4 años en la Encuesta de Clima. Compromiso Organizacional, Condiciones de Trabajo y Ambiente Laboral fueron las dimensiones con los porcentajes más altos.
- En 2018 la compañía llegó al **N° 4** en Great Place to Work, encuesta que mide las mejores empresas para trabajar en Chile. Un gran motivo de orgullo, un merecido reconocimiento a las prácticas que dan vida a su cultura.

EVOLUCIÓN RANKING GREAT PLACE TO WORK 50 MEJORES EMPRESAS PARA TRABAJAR EN CHILE



- Se realizó el lanzamiento del **Trampolín de los Sueños**, una iniciativa única y pionera que permitirá a 9 beneficiados poner una pausa en su vida laboral para poder llevar a cabo un sueño que muchas veces por tiempo no pudieron realizar.
- Más de 350 trabajadores hicieron uso de sus **Puntos Sonrisas**, además 19 trabajadores fueron beneficiados con **Trabajo Flexible** 2 medias jornadas lo hicieron desde su hogar.
- Vida Sana nace como programa piloto el año 2017 basándose en 3 pilares, **Salud, Deporte y Tiempo libre**. Durante el 2018 se llevó exitosamente por segunda vez, en donde los trabajadores fueron evaluados por una nutricionista y vacunados. Además, se realizaron iniciativas como el Carrito de la Fruta y Gimnasia de Pausa, todo en dirección a incentivar hábitos saludables dentro de la compañía.

- EL 2018 se realizó la campaña de **Refuerzos PEC**, iniciativa para incrementar el número de colaboradores a disposición de la compañía en caso de emergencia climática. Un total de 182 trabajadores se inscribieron voluntariamente en los 6 roles que se definieron, Look Up, 3er Hombre, Verificador Telefónico, Contact Center, Asistente de logística materiales y Asistente de logística de alimentación.

SEGURIDAD, UN INTRANSABLE

Compromiso constante por cuidar a las personas

La seguridad es un intransable, es una convicción que mueve al Grupo Saesa a seguir desarrollando acciones para cuidar a sus trabajadores, buscando que los conceptos de seguridad y la valoración de cuidarse se trasfieran fuera del ámbito laboral, extendiendo de esta forma la cultura y hábitos de cuidado hasta lo más íntimo de sus familias.

Lo anterior, guarda relación directa con las declaraciones del grupo, donde importa la seguridad de su gente mientras desarrolla actividades para la compañía, pero también que se cuide en su tiempo libre.

La cultura en seguridad de Grupo Saesa no se ha logrado de la noche a la mañana, se ha necesitado mucho esfuerzo, así como también, de un equipo multidisciplinario, un potente apoyo gerencial y el compromiso permanente de cada trabajador. Para lograr este cambio cultural, existe la constante preocupación de generar instancias que movilicen a las personas a adoptar prácticas tendientes a realizar su trabajo de manera segura, lo que se ve reflejado en los resultados en seguridad.

Durante el año 2018, se desarrollaron actividades enfocadas en reforzar estas conductas, tales como:

Cultura Seguridad Saesa

- Inducción Seguridad Saesa
- Taller Focos Críticos
- Lanzamiento Modo Seguro

Formación Técnica y Seguridad

- Cumplimiento planes de capacitación
- Control de planes de capacitación contratistas
- Ejecución Escuelas Linieros y Escuela de Medición Inteligente
- Plan de Capacitación para Transmisión

Compromiso:

- Caminata por la seguridad
- Jornadas revisión de resultados, planes y programar zonales
- Actividad lúdica "PA' LA FOTO"
- Programas de acompañamiento en terreno para proyectos de construcción en Transmisión.

Difusión y acercamiento:

- Feria de la Seguridad
- Organización de Ampliado Comités Paritarios Industria Eléctrica

Los resultados obtenidos en 2018, tienen relación con los esfuerzos desarrollados por cada integrante del Grupo Saesa y sus empresas colaboradores, para lograr mejorar los desempeños de años anteriores. Para cada trabajador, la Seguridad no es una obligación es un compromiso personal, por este motivo, el Grupo Saesa está comprometido con los más de 6.000 trabajadores para que la seguridad sea siempre un valor intransable en la compañía.

El Modo Seguro invita a estar conscientes de los riesgos, concentrados en las tareas que se realizan y por sobre todo motivados con los objetivos y desafíos que se deben seguir consiguiendo en materias de Seguridad laboral, es por ello que este año 2018 se transformó en el mejor resultado histórico en materia de seguridad en el Grupo

SAESA, hito que la compañía debe proyectar en el largo plazo y transformarse en un referente nacional e internacional en la industria.

GRANDES OBRAS

SUBESTACIÓN SANTA BARBARA INSTALACIÓN INTERRUPTOR BT1 (VIII REGIÓN DEL BÍO BÍO)

El 29 de enero entró en servicio el Interruptor de poder 52BT1, de la Subestación Santa Bárbara. El proyecto consistió en realizar el reemplazo de un desconectador fusible (89BT1-F) por un interruptor de poder (52BT1) en lado de A.T. De esta forma, se logró cumplir con los tiempos máximos de recuperación de suministro en subestación Faenas Pangué, estipulados en el marco regulatorio vigente.

NUEVA SUBESTACIÓN CUNCO 110/23 KV 16 MVA (IX REGIÓN DE LA ARAUCANÍA)

El 17 de agosto entró en operación la subestación Cunco. El proyecto consideró la construcción de una nueva subestación tipo GIS denominada Cunco, la cual se conectó mediante el seccionamiento de la línea 1x110 kV Pitrufulquén – Melipeuco. El proyecto incluyó la instalación de un nuevo equipo de transformación 110/23 kV de 16 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorpora todas las obras civiles y tareas necesarias para la ejecución y puesta en servicio del proyecto.

NUEVA SUBESTACIÓN DEUCO 66/13,2 KV 16 MVA (IX REGIÓN DE LA ARAUCANÍA)

En el mes de noviembre entró en servicio la subestación Deuco. El proyecto consideró la construcción de una nueva subestación denominada Deuco, la cual se conectó mediante el seccionamiento de la línea 1x66 kV Angol – Picoquén. El proyecto incluyó la instalación de un nuevo equipo de transformación 66/13,2 kV de 16 MVA, la construcción de los respectivos patios y la construcción de los paños A.T. y M.T. para la conexión del transformador. Adicionalmente, el proyecto incorporó todas las obras civiles y tareas necesarias para su ejecución y puesta en servicio.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo trisectorial del Gobierno de Chile, la Empresa y los beneficiarios, se hace posible la llegada de electricidad hasta los lugares más apartados, ubicados en diversas localidades y comunas desde el norte al sur de Chile.

Durante el año 2018 se finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 14 proyectos de Electrificación Rural ubicados en sectores rurales pertenecientes a las regiones del Bío Bío, y La Araucanía.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de brindar suministro eléctrico a familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de más de 63 km de línea de media tensión, 38 km de línea de baja tensión en postación individual, 13 km de línea de baja tensión en postación común y 137 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

GESTIÓN COMERCIAL

La actividad del año 2018 se orientó con gran énfasis a continuar mejorando la cultura de Foco en el Cliente tratando de priorizar este valor corporativo al mismo nivel que la seguridad. Así es como se crea el “Modo Cliente -Modo Seguro” que ha permitido incorporar con mayor facilidad la pasión por el cliente que se ha trazado como compañía. Este concepto fue acompañado de un plan de distintas iniciativas alineadas con la planificación estratégica y comunicadas al personal.

Dentro de los proyectos relevantes destacan:

Gestión de Información de Fallas: Mecanismo que permite mantener informados a todos los clientes a través de comunicación directa del estatus de las fallas, al que se le ha ido incorporando gradualmente inteligencia artificial. Este proyecto seguirá evolucionando en el 2019 y se alinea con otras iniciativas relevantes como la captura de los datos del cliente.

Árbol de Experiencia: Esta herramienta es la evolución de los indicadores de satisfacción y experiencia. Consiste en relacionar indicadores de procesos con indicadores de percepción, intentando encontrar la causalidad de los resultados para actuar proactivamente. Esto está permitiendo generar una cultura de foco en el cliente en distintos niveles de la organización en un ambiente altamente participativo de equipos comerciales y técnicos.

Mayor disponibilidad y promoción de canales remotos: Entre ellos se ha potenciado la migración de los clientes a la boleta digital y el uso del botón Estoy sin Luz en la página web.

Segmentación de Clientes Empresa: Se ha instaurado una nueva forma de mirar a los clientes empresa, abordando nuevas funcionalidades a nivel de atención técnica de terreno. Se implementaron visualizaciones en los sistemas del segmento, subsegmento y sensibilidad de los clientes tanto en el “front” como en los centros de control, esto nos permite gestionar de manera sistémica la atención de terreno de los clientes de mayor criticidad. Se ha cambiado la forma de relacionarse en cuanto a información, en la facturación y otros procesos a partir de los segmentos. Se destaca también el desarrollo de tarifas libres no solamente para los clientes mayores a 500 kW, sino para clientes estacionales como los de riego, lo cual ha sido altamente valorado por este tramo de clientes.

Electrodependientes: Entendiendo la situación crítica que enfrentan, se ha creado un modelo de atención específico para clientes electrodependientes llegando en muchos casos a entregar un grupo electrógeno para la vivienda, lo cual ha sido muy valorado por las familias. Asimismo, en un trabajo conjunto con la autoridad, se logró establecer con mayor claridad la condición de electro dependencia, con el fin de priorizar la atención a las personas que realmente lo necesitan.

En relación a iniciativas de otras áreas de la compañía que también han orientado su trabajo en mejorar la relación con los clientes, destaca la comunicación que se ha logrado establecer con estos a través de publicaciones de prensa en medios de comunicación tradicionales y digitales como twitter, logrando tener un aumento de 100% en la publicación de noticias positivas, respecto del año 2017.

PROCESOS COMERCIALES

En cuanto a procesos comerciales, se comenzó el 2018 con la digitalización, donde se realizaron diversas campañas incentivando a los clientes a sumarse a la Boleta Digital, también se desarrolló la impresión local en algunas comunas de Edelayen.

Junto a lo anterior, se incorporó la puesta en marcha de la automatización de nóminas de corte, y el uso de smartphones, con una aplicación móvil para el personal de terreno que permitió mejorar la trazabilidad en el proceso de corte y reposición, ya que permite trabajar en línea y asegurar que a los clientes que pagan su deuda no se les aplique el corte de suministro.

En esta área también se puso foco en el cliente con una nueva visión que se agregó en el proceso de reparto de boletas. Se trata del empleo de una mejor tecnología, a través de un smartphone industrial más robusto y con el desarrollo de la aplicación que lo sustenta, para de ese modo asegurar de la trazabilidad y registro de esta actividad.

GESTIÓN DE NUEVOS SERVICIOS Y PROYECTOS

El año 2018 destacó por la exitosa gestión de proyectos, adjudicación y ejecución de obras y servicios no regulados que se relacionan al ámbito de la energía, gracias a la venta de proyectos y materiales a clientes particulares, con negocios diferenciadores, como la adecuación de postes para la instalación de antenas de empresas de telecomunicaciones. A esto se suma la gestión comercial centralizada que continuó ejecutando proyectos de eficiencia energética y desarrollando nuevas propuestas de valor para los clientes, con iniciativas de climatización eléctrica y la estandarización de un kit fotovoltaico para conexión “on grid”.

De la misma forma, en 2018 se continuó con la ejecución de proyectos de alumbrado público con tecnología led en comunas como Purranque y Codegua, está última fuera de nuestra zona de concesión; y llevando energía a zonas de difícil acceso como el proyecto fotovoltaico implementado en la Comunidad Indígena Ancapi Ñancucheo de la comuna de Ercilla en la Región de La Araucanía, y en el sector de San Luis en la comuna de Cochamó.

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDOS (PMGD)

Durante el año 2018, se incorporaron al sistema de distribución del Grupo SAESA dos nuevas plantas de generación aportando 3,2 MW adicionales, haciendo un total de 48 centrales conectadas inyectando un total de 125,4 MW.

Actualmente Grupo Saesa cuenta con 48 PMGD propiedad de terceros (pequeños medios de generación distribuida) conectados a su sistema de distribución, con un total de 125,4 MW de potencia. Entre los medios de generación no convencionales utilizados se encuentran Hidroeléctricas de pasada, cogeneración y parques eólicos.

Durante el 2018, fue posible conectar la Central El Brinco, Hidroeléctrica con 0.2 MW, ubicada en La comuna de Mulchén.

Los proyectos que son específicos de Frontel y que formaron parte de este período son:

EL BRINCO:

Esta central de pasada de 0,2 MW se conectó a la red de media tensión del alimentador Mulchén que nace de la subestación Picoltué, en la localidad de Mulchén en el Fundo Quitralman, sin número, Mulchén. Recoge las aguas del canal de regantes del Biobío, fue calificado según la nueva NTCO como de Impacto No Significativo (INS), lo que quiere decir que no requiere de obras adicionales para su conexión. El propietario es la empresa Hidro Munilque Spa y su puesta en servicio fue el 23 de marzo de 2018.

EL ARREBOL:

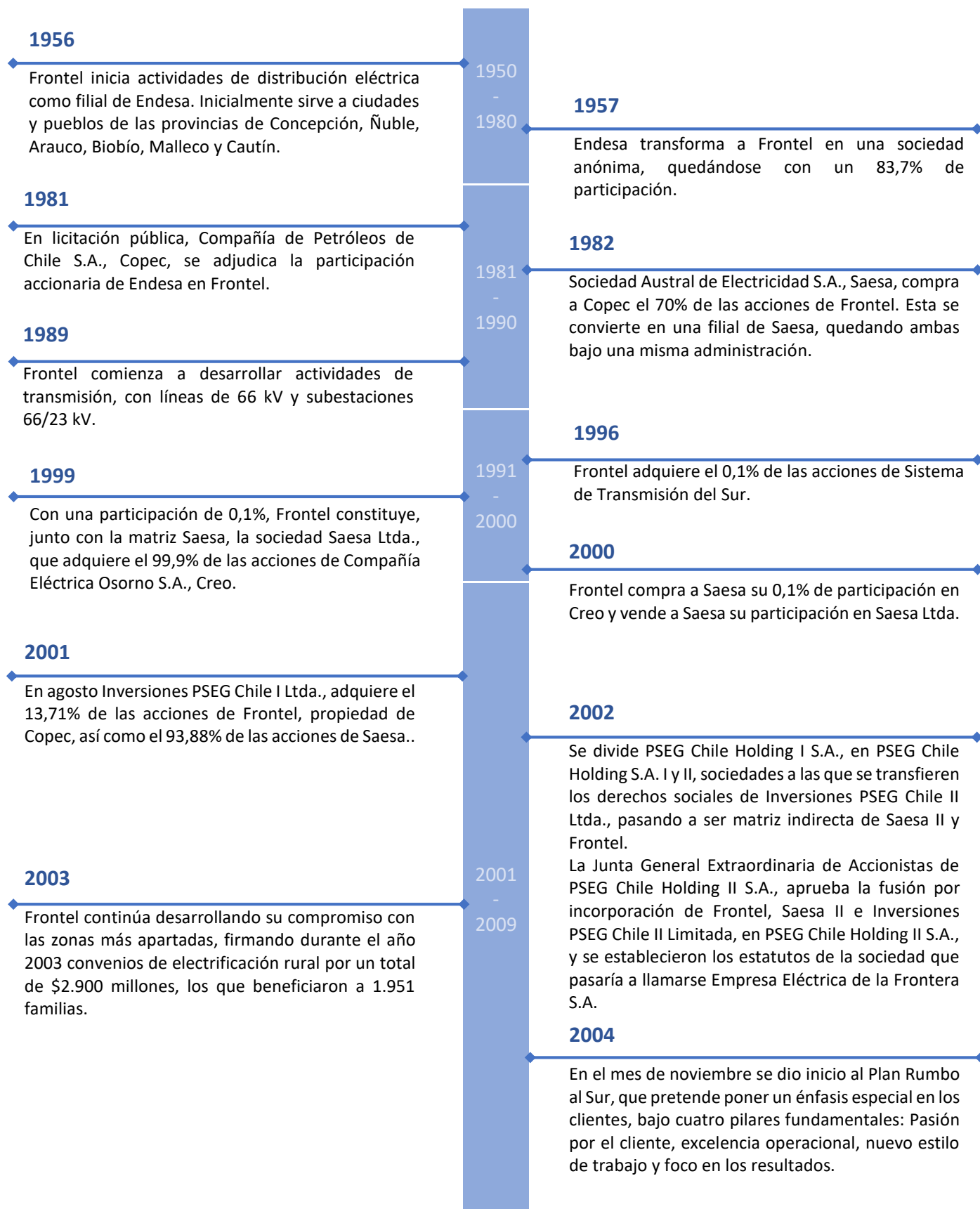
En particular, los esfuerzos estuvieron ligados a desarrollar las obras necesarias en la localidad de Lebu para la conexión del Parque Eólico El Arrebol de 9 MW, cuya inversión en la red de media tensión del alimentador La Fortuna asciende a US\$ 1.940.000 aproximadamente.

Este proyecto se emplaza al norte de la subestación Lebu y se estima su puesta en servicio para enero de 2019.

EL NOGAL:

Este proyecto se emplaza en la localidad de Negrete, y con la firma del contrato de obras adicionales el 22 de junio de 2018, se marcó el inicio de las obras asociadas al proyecto del Parque Eólico El Nogal, cuya inversión asciende a US\$ 330.000 en obras de mejoramiento de la red de MT de la zona. Se estima su puesta en servicio para marzo de 2019.

LÍNEA DE TIEMPO





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.

Desde noviembre de 2017 operan interconectados 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, 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.

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 regulado. 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 especial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada “empresa de referencia”. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debe comprobar que la

rentabilidad del conjunto de todas las distribuidoras operando, consideradas como una sola entidad, se encuentra dentro de la banda del 4% en torno al 10% teórico (entre 6% y 14%).

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

B) CLIENTES LIBRES

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

C) OTROS SERVICIOS ASOCIADOS A LA DISTRIBUCIÓN

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

MARCO REGULATORIO

ASPECTOS GENERALES

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

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

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

Ley Tokman

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

Ley Net Metering

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

Ley de Concesiones

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

Ley de Licitación de ERNC

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

Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

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

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

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

Ley de Transmisión

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

Los principales cambios propuestos por esta Ley son:

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

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

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, principalmente en sectores rurales en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Biobío, y Cautín, Región de la Araucanía.

Participa, además, en el segmento de transmisión y subtransmisión, cuenta con líneas de mediana tensión con un total de 20.709 km y alta tensión con 118 km, 287 MVA AT/MT instalados en subestaciones de regulación de tensión, cuyo mantenimiento y operación están a cargo de STS. Por último, participa en generación para un sistema aislado.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos de suministro Endesa, Colbún, Enel, Caren, ERNC, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Pelumpen, Santiago Solar, Aela, Abengoa, Ibereolica, SCBI y Amunche Solar. Sin embargo, en el corto plazo, se incorporarán los últimos actores que se adjudicaron la última licitación de suministro.

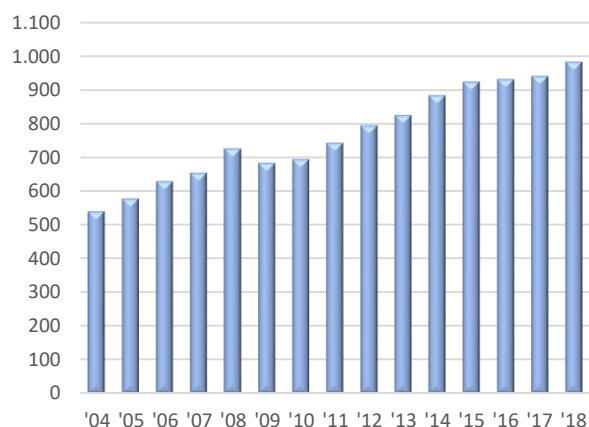
Frontel representa un 25,82% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A (dueña indirecta).

TRANSACCIONES CON LAS PARTES RELACIONADAS

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

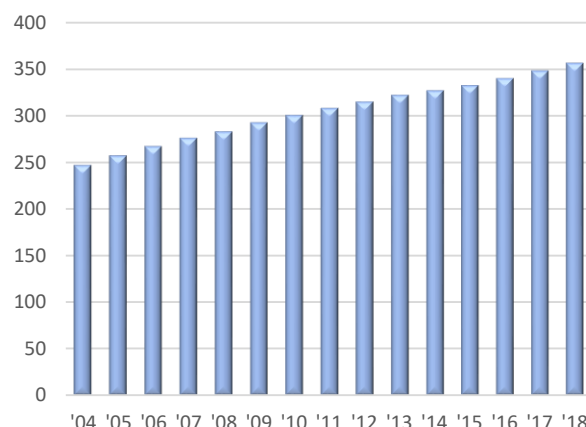
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan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

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



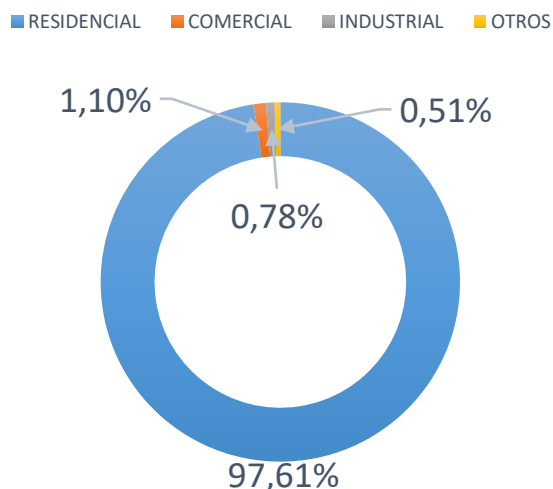
Las ventas de energía durante el 2018 alcanzaron 982 GWh.

• CLIENTES ATENDIDOS en miles



Frontel al cierre del ejercicio 2018 atendía a más de 357 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,4% respecto al año 2017.

- COMPOSICIÓN DE CLIENTES



CONCESIONES

Para el desarrollo de sus actividades, las empresas del Grupo Saesa cuentan con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del Presidente de la República.

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

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

Las concesiones de que son titulares las empresas pertenecientes al Grupo Saesa, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2018 Frontel tiene 129 decretos y 24.625 km² de superficie asociadas a su zona de concesión.

PROVEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2018, los proveedores Enel y Colbún constituyen el 88% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de transmisión zonal).

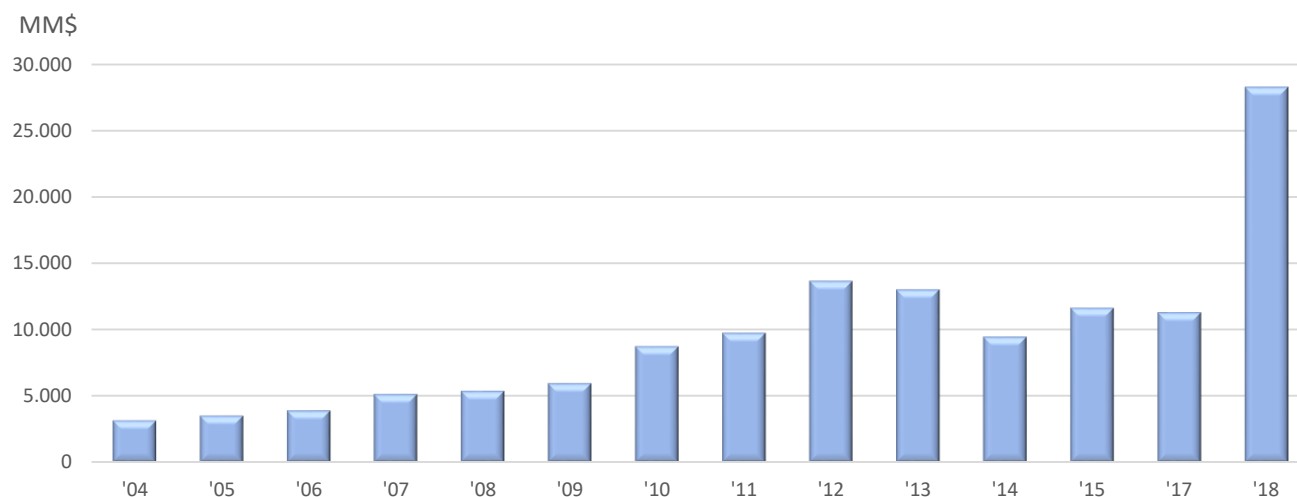
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de las empresas distribuidoras de la compañía

INVERSIONES

Frontel realiza un plan quinquenal de inversiones, participando principalmente en Distribución.

El plan contempla por una parte inversiones base, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones bordea los MM\$ 12.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2018 fue de aproximadamente \$ 28.243 millones.



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
Frontel	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Arauco, Concepción, Biobío, Ñuble, Cautín y Malleco.	118 Líneas AT (km)
			20.709 Líneas MT (km)
			16.418 Líneas BT (km)
			287 MVA (AT/MT)
			308 MVA (MT/BT)

CALIDAD DEL SERVICIO

El 2018 el Grupo Saesa tuvo una mejora en calidad de suministro respecto del año anterior en relación a alimentadores fuera de estándar, los cuales bajaron de 107 a 55.

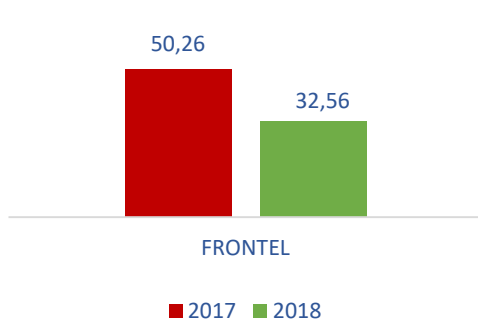
Lo anterior se traduce en una mejora significativa, puesto que sólo un 26,7% de los clientes y un 23,6% de los alimentadores quedaron fuera del estándar el 2018.

Por su lado, el ente regulador, continúa siendo muy estricto con la revisión de todos los elementos probatorios para aquellas interrupciones postuladas como eventos de Fuerza Mayor, recalificando estas como internas en caso de rechazo. A pesar de ello, durante el año 2018 los eventos postulados ante la autoridad fueron reconocidos sobre un 90% en promedio.

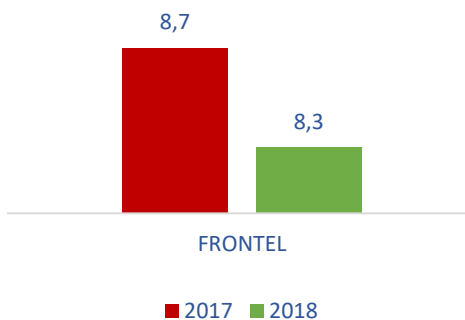
Comparativa de SAIFI y SAIDI (Internas +FM) a nivel de Empresa:

Ambos indicadores tuvieron una disminución considerando las interrupciones a nivel de Distribución (Internas + Fuerza Mayor)

SAIDI Dx POR EMPRESA 2017 VS 2018



SAIFI Dx POR EMPRESA 2017 VS 2018



INVERSIONES PRODUCTIVAS

La eficiente política de inversiones de Frontel se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia y entregar un servicio cada vez mejor.

Las instalaciones de Frontel son las siguientes:

	2018	2017
Líneas AT (km)	118	118
Líneas MT (km)	20.709	16.843
Líneas BT (km)	16.418	13.765
MVA Instalados (AT/MT)	287	257
MVA Instalados (MT/BT)	308	340

SISTEMAS AISLADOS

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en Isla Santa María, orientado a satisfacer las exigencias de energía de dicha localidad, dado que no cuentan con conexión al SIC.

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Santa María	853	569

FACTORES DE RIESGO

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la sociedad y sus filiales son los siguientes (la Nota 4. Política de Riesgo de los Estados Financieros y el punto V del Análisis de Riesgo de la Sociedad son complementarios a este punto):

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución, transmisión y transformación de energía, así como la generación en los sistemas medianos.

En los procesos de fijación tarifaria, la autoridad fija las tarifas en base a normas dictadas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. Ésta busca el óptimo económico de operación e inversión en cada sistema cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados.

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

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

A) CAMBIO DE LA REGULACIÓN

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

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

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

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

En este sentido, se avizoran como principales fuentes cambios regulatorios del último tiempo lo siguiente:

- Proceso de revisión, discusión y consulta pública de modificaciones a la LGSE, que gestione el Ministerio de Energía. En este sentido, la Autoridad ya ha manifestado su interés por introducir perfeccionamientos a la reciente Ley de Transmisión, una nueva regulación para la Distribución eléctrica y también para los Sistemas Medianos.
- Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la Reglamentación de la Ley 20.936, que defina el Ministerio de Energía.
- Proceso de elaboración o revisión, discusión y consulta pública de diversos cuerpos Normativos (Sistemas Medianos, NetBilling, PMGD, NTSyCS, SCCC, entre otros), según el plan anual que defina oportunamente la CNE.

B) FIJACIÓN DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017, el Ministerio de Energía publicó un nuevo Decreto Supremo de fórmulas de tarifas (DS N°11T-2017), que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020. Sin embargo, producto de la publicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio en Distribución a fines del 2017, se estableció estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición y monitoreo, cuya exigencia se haría una vez que su costo de implementación se refleje en las tarifas de distribución, permitiendo a las empresas costear estas nuevas exigencias. Así, a fines de septiembre de 2018, se publicaron las nuevas tarifas (DS N°5T-2018), acorde a los nuevos estándares, que se encontrarán vigentes hasta octubre de 2020.

Estas tarifas son fijas, y se ajustan anualmente por un factor de economía de escala (reconociendo las eficiencias que se producen en cada sociedad producto del aumento de ventas), y por una fórmula de indexación que considera variaciones mensuales de la inflación local (IPC), inflación de Estados Unidos (CPI) y el tipo de cambio.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se publicaron nuevas tarifas en julio de 2018, mediante la publicación del DS N°13T-2017.

Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de Distribución son monitoreados continuamente, en función de los cambios que la autoridad introduzca con ocasión de cada nuevo proceso tarifario, con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y sus filiales, y la rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Honorable Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

C) FIJACIÓN DE TARIFAS DE TRANSMISIÓN

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, el respectivo decreto tarifario fue publicado recién en octubre de 2018 para las instalaciones existentes desde diciembre de 2015, y respecto a posteriores instalaciones, recién a fines del 2018 la CNE comunicó el criterio de valorización (homologación) sujeto a observaciones de parte de las empresas transmisoras. 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, aunque hasta fines de 2018 aún no se resolvían discrepancias respecto a aspectos claves previos para iniciarse el proceso de licitación, ejecución, observación y discrepancias, para el Estudio de Valorización de instalaciones.

D) 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, para realizarse en la misma oportunidad que el proceso para la transmisión zonal.

En el marco del último proceso tarifario de transmisión troncal, luego de concluido el Estudio cuatrienal (2016-2019) a principios del 2015, y publicado el Decreto Supremo N°23T del 2016 (DS 23T) se realizó un cambio en la calificación de instalaciones de transmisión de propiedad SAESA y del Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), filial de la Sociedad, mediante la cual las instalaciones de 220kV que permiten la alimentación desde subestación Puerto Montt hasta la subestación Chiloé, pasaron a ser calificadas como de Transmisión Nacional.

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

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica deben contar, mediante llamados de licitación pública, con contratos de suministro de energía que permitan abastecer a sus clientes regulados para, a lo menos, los próximos 5 años.

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

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N°20.805 del 2015 que permiten el traspaso de excedentes entre distribuidoras.

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con estos antecedentes, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (suministro enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada, firmándose los respectivos contratos hacia principios del 2018. Adicionalmente, de acuerdo al último proceso de proyección de demanda de la CNE del 2018, ha constatado una reducción de demanda de consumo regulado producto de una importante migración de clientes regulados a régimen libre de suministro, la proyección de eficiencia energética y una creciente conexión de generación distribuida.

Los últimos resultados de las licitaciones de suministros para el abastecimiento de las empresas distribuidoras han permitido viabilizar el desarrollo de nuevos proyectos, incluyendo el desarrollo de proyectos de energía renovable, que permitirán disponer de energía para cubrir los requerimientos futuros de los clientes sometidos a regulación de precio.

B) ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se podría ver afectada en años futuros si se presentaran fallas prolongadas en centrales térmicas y/o problemas con el suministro de gas y/o problemas de sequía o limitaciones en la transmisión de energía o retraso de construcción de proyectos de generación.

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

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

Aun así, la sociedad realiza estimaciones ante un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del

traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

RIESGO FINANCIERO

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

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

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

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distributable 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 (actual Comisión para el Mercado Financiero)

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distributable por el ejercicio 2018 asciende a M\$8.571.749.-

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°9	24-05-2016	0,00158438	2015
Final N°10	27-05-2017	0,00052148	2016
Final N°11	26-05-2018	0,00028058	2017

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la junta de Accionistas la distribución de un dividendo final N°12 de \$ 0,000344849 con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 2.571.525.-

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

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2018 ascendía a M\$133.737.399 distribuido en 7.456.959.350.043 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 2018 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	133.737.399
Ganancias acumuladas	21.387.032
Otras reservas	12.290.900
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	167.415.331

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

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

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, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell, Dale Burgess y Stephen Best 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:

REMUNERACIONES DIRECTORES (M\$)

	2018	2017
Ivan Diaz Molina	29.252	26.444
Jorge Lesser Garcia Huidobro	29.252	26.444
TOTAL	58.504	52.888

Durante el año 2018, la sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2018 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

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

EJECUTIVOS PRINCIPALES

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

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

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la Sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2018:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO (MM\$)

MM\$	2018	2017
REMUNERACIONES FIJAS	472	268
INCENTIVOS VARIABLES	200	111
Total	672	379

En el año 2018 y 2017 no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes y principales ejecutivos de la sociedad.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2018 la sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2018
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	8
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	256
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	138
TOTAL	402

*No incluye directorio

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La sociedad y sus filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadoras ya sea dentro o fuera de su zona de concesión, y la búsqueda de nuevas oportunidades que se presenten en el ámbito de los servicios públicos y la venta de productos y servicios asociados al negocio de distribución y transmisión eléctrica, así como negocios complementarios que están asociados al uso de la extensión de la red de contacto de clientes que tienen las empresas en el sur de Chile.

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

Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la sociedad, 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 Sociedad, 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 y sus filiales poseen pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. Las principales coberturas contratadas son de Responsabilidad Civil para las operaciones, que resguarda los daños y perjuicios causados a terceros y de Todo Riesgo incluido perjuicio por paralización para bienes físicos como construcciones, centrales, subestaciones, contenido y existencias. Por lo general la vigencia de los seguros contratados es de al menos 12 meses.

HECHOS RELEVANTES

Durante el año 2018, la información esencial de la sociedad fue la siguiente:

1. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2018 se efectuó la renovación del directorio, eligiéndose a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Dale Burgess, Ben Hawkins y Christopher Powell como integrantes del directorio.
2. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 2018 se acordó el pago de un dividendo final de \$0,0002805790452 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

Este dividendo se pagó en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlo ascendió a 7.456.959.350.043, lo que significó un pago total de \$2.092.266.534 por este concepto.

3. En sesión celebrada con fecha 16 de mayo de 2018, 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.
4. En sesión celebrada con fecha 22 de agosto de 2018, el Directorio de la sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de Director de la Sociedad del señor Dale Burgess y designó, en su reemplazo, al señor Stephen Best.

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 Comisión para el Mercado Financiero (ex Superintendencia de Valores y Seguros), y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

PRESIDENTE



Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

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



Stephen Best / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

Estados Financieros

**Correspondiente a los años terminados al
31 de diciembre de 2018 y 2017**

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

En miles de pesos – M\$



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

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

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas de
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., (en adelante la “Sociedad”) que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 y los correspondientes estados 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.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros 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 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 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 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. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, 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 de la Sociedad 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 Sociedad. 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.

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.

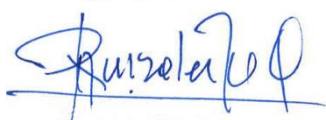
Deloitte Touche Tohmatsu Limited es una compañía privada limitada por garantía constituida en Inglaterra & Gales bajo el número 07271800, y su domicilio registrado: Hill House, 1 Little New Street, London, EC4A 3TR, Reino Unido.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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").



Marzo 21, 2019
Concepción, Chile



René González L.
RUT: 12.380.681-6

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
 (En miles de pesos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	4.563.984	5.521.333
Otros activos no financieros corrientes		138.541	113.125
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	41.882.677	34.328.154
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	5.983.976	17.464.993
Inventarios corrientes	9	6.985.657	4.862.783
Activos por Impuestos corrientes, corriente	10	3.276.819	4.985.879
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.		62.831.654	67.276.267
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		62.831.654	67.276.267
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Cuentas por cobrar no corrientes	7	5.088.617	4.067.041
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32	173.270	170.676
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	7.497.642	7.506.660
Plusvalía	12	57.029.460	57.029.460
Propiedades, planta y equipo	13	174.887.628	153.871.504
Activos por impuestos diferidos	14	2.152.712	2.100.460
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		246.829.329	224.745.801
TOTAL ACTIVOS		309.660.983	292.022.068

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
 (En miles de pesos - M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	15	10.636.767	10.372.313
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	29.736.332	26.055.004
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	22.403.658	13.431.870
Otras provisiones corrientes	18	1.980.663	1.521.189
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	1.522.811	842.329
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	2.586.075	2.077.822
Otros pasivos no financieros corrientes	19	15.662.970	12.703.746
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		84.529.276	67.004.273
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		84.529.276	67.004.273
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	15	42.857.569	51.694.794
Pasivo por impuestos diferidos	14	11.228.737	8.697.155
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	3.352.416	2.960.508
Otros pasivos no financieros no corrientes	19	277.654	291.566
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		57.716.376	63.644.023
TOTAL PASIVOS		142.245.652	130.648.296
PATRIMONIO			
Capital emitido	20	133.737.399	133.737.399
Ganancias acumuladas	20	21.387.032	15.313.920
Otras reservas	20	12.290.900	12.322.453
TOTAL PATRIMONIO		167.415.331	161.373.772
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		309.660.983	292.022.068

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado Resultados Integrales Ganancia	Nota	01/01/2018 al 31/12/2018 M\$	01/01/2017 31/12/2017 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	21	128.656.718	126.634.394
Otros ingresos	21	13.577.510	12.012.859
Materias primas y consumibles utilizados	22	(82.751.101)	(85.058.377)
Gastos por beneficios a los empleados	23	(13.917.014)	(12.058.402)
Gasto por depreciación y amortización	24	(7.474.287)	(7.204.699)
Otros gastos, por naturaleza	25	(23.762.990)	(22.227.255)
Otras ganancias (pérdidas)		12.385	43.226
Ingresos financieros	26	520.699	997.257
Costos financieros	26	(1.956.522)	(2.301.527)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	32	19.604	19.221
Diferencias de cambio	26	(19.105)	5.991
Resultados por unidades de reajuste	26	(1.587.718)	(1.018.541)
Ganancia antes de impuestos		11.318.179	9.844.147
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	14	(2.746.430)	(2.869.925)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		8.571.749	6.974.222
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas			
Ganancia		8.571.749	6.974.222

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2018 al 31/12/2018 M\$	01/01/2017 al 31/12/2017 M\$
Ganancia		8.571.749	6.974.222
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	18	(46.288)	(109.922)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que no se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos		(36)	(55)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos		(46.324)	(109.977)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Pérdidas (ganancias) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	20	2.273	(1.619)
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		2.273	(1.619)
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		-	17
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año, antes de impuestos		-	17
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	14	12.498	29.679
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral (ajuste tasa)		-	1.949
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		12.498	31.628
Otro Resultado Integral		(31.553)	(79.951)
Resultado Integral Total		8.540.196	6.894.271

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas										Total Patrimonio Neto M\$
	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$	Ganancias acumuladas M\$	
Saldo Inicial al 01/01/2018	133.737.399	-	-	-	(117)	-	(265.900)	12.588.470	12.322.453	15.313.920	161.373.772
Ajustes de Periodos Anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (NIIF 9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.888	72.888
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72.888	72.888
Patrimonio al 01/01/2018 con aplicación de nuevas normas	133.737.399	-	-	-	(117)	-	(265.900)	12.588.470	12.322.453	15.386.808	161.446.660
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.571.749	8.571.749
Otro resultado integral	-	-	-	-	2.273	-	(33.826)	-	(31.553)	-	(31.553)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.540.196
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.571.525)	(2.571.525)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	2.273	-	(33.826)	-	(31.553)	6.000.224	5.968.671
Saldo Final al 31/12/2018	133.737.399	-	-	-	2.156	-	(299.726)	12.588.470	12.290.900	21.387.032	167.415.331

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambio en otras reservas										Total Patrimonio Neto M\$
	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$	Ganancias acumuladas M\$	
Saldo Inicial al 01/01/2017	133.737.399	-	-	-	1.502	(17)	(187.551)	12.588.470	12.402.404	10.431.965	156.571.768
Ajustes de Periodos Anteriores											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables (NIIF 9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por correcciones de errores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	133.737.399	-	-	-	1.502	(17)	(187.551)	12.588.470	12.402.404	10.431.965	156.571.768
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.974.222	6.974.222
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.974.222	6.974.222
Otro resultado integral	-	-	-	-	(1.619)	17	(78.349)	-	(79.951)	-	(79.951)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.894.271
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.092.267)	(2.092.267)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otro Incremento (decremento) en Patrimonio Neto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	(1.619)	17	(78.349)	-	(79.951)	4.881.955	4.802.004
Saldo Final al 31/12/2017	133.737.399	-	-	-	(117)	-	(265.900)	12.588.470	12.322.453	15.313.920	161.373.772

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Estados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
 (En miles de pesos - M\$)

Estado de flujos de efectivo método directo	Nota	01/01/2018 al 31/12/2018 M\$	01/01/2017 al 31/12/2017 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		174.809.415	158.860.441
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		174.773.597	158.829.749
Otros cobros por actividades de operación		35.818	30.692
Clases de pagos		(149.360.700)	(132.042.810)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(136.737.961)	(121.784.009)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(10.969.184)	(8.623.138)
Otros pagos por actividades de operación		(1.653.555)	(1.635.663)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		1.777.564	(1.946.212)
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		27.226.279	24.871.419
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(1.574.000)	(17.123.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		-	26.000
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(31.860.899)	(13.520.117)
Cobros a entidades relacionadas		12.683.705	19.797.269
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		19.060	17.705
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		503.135	1.077.285
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión		(20.228.999)	(9.724.858)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		-	26.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		-	26.000.000
Préstamos de entidades relacionadas		25.379.519	13.854.231
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(10.221.448)	(43.997.117)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(18.909.000)	(5.112.843)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.091.811)	(3.890.468)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(2.097.561)	(2.315.941)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación		(7.940.301)	(15.462.138)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(943.021)	(315.577)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(14.328)	(2.007)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(14.328)	(2.007)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(957.349)	(317.584)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		5.521.333	5.838.917
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	4.563.984	5.521.333

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	10
2.	Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1.	Principios contables	11
2.2.	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	11
2.3.	Período cubierto.....	11
2.4.	Bases de preparación	11
2.5.	Asociadas	12
2.6.	Combinación de negocios.....	12
2.7.	Moneda funcional.....	12
2.8.	Bases de conversión.....	12
2.9.	Compensación de saldos y transacciones	13
2.10.	Propiedades, planta y equipo.....	13
2.11.	Activos intangibles	14
2.11.1.	Plusvalía comprada	14
2.11.2.	Servidumbres.....	15
2.11.3.	Programas informáticos.....	15
2.11.4.	Costos de investigación y desarrollo	15
2.12.	Deterioro de los activos no financieros	15
2.13.	Instrumentos financieros	16
2.13.1.	Clasificación y medición inicial de los activos financieros	17
2.13.2.	Medición posterior de los activos financieros.....	17
2.13.3.	Deterioro de activos financieros no derivados.....	18
2.13.4.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	18
2.13.5.	Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros	18
2.13.6.	Derivados y operaciones de cobertura.....	19
2.13.7.	Instrumentos de patrimonio.....	21
2.14.	Inventarios	21
2.15.	Otros pasivos no financieros	21
2.15.1.	Ingresos diferidos	21
2.15.2.	Subvenciones estatales.....	21
2.15.3.	Obras en construcción para terceros.....	21
2.16.	Provisiones	22
2.17.	Beneficios a los empleados	22
2.18.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	23
2.19.	Impuesto a las ganancias	23
2.20.	Reconocimiento de ingresos y gastos	24
2.21.	Dividendos	25
2.22.	Estado de flujos de efectivo	25
2.23.	Nuevos pronunciamientos contables	26
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	32
3.1.	Generación eléctrica	32
3.2.	Transmisión	33
3.3.	Distribución	33
3.4.	Marco regulatorio	34
3.4.1.	Aspectos generales	34
3.4.2.	Ley Tokman.....	34
3.4.3.	Ley Net Metering	34
3.4.4.	Ley de Concesiones	34
3.4.5.	Ley de Licitación de ERNC.....	34
3.4.6.	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos	34
3.4.7.	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.....	35
3.4.8.	Ley de Transmisión	35
3.4.9.	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	35
3.4.10.	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	35
4.	Política de Gestión de Riesgos	37

4.1	Riesgo financiero	37
4.1.1	Tipo de cambio.....	37
4.1.2	Variación UF	37
4.1.3	Tasa de interés	37
4.1.4	Riesgo de liquidez.....	38
4.1.5	Riesgo de Crédito	38
5	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.....	40
6	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	41
7	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.....	42
8	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	46
8.1	Accionistas	46
8.2	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	46
8.3	Directorio y personal clave de la gerencia	47
9	Inventarios.....	49
10	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	50
11	Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía.....	50
12	Plusvalía Comprada	51
13	Propiedades, Planta y Equipo	52
14	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	54
14.1	Impuesto a la renta	54
14.2	Impuesto diferido	55
15	Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes	55
16	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	57
17	Instrumentos financieros	59
17.1	Instrumentos financieros por categoría.....	59
17.2	Valor Justo de instrumentos financieros	60
18	Provisiones.....	61
18.1	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	61
18.2	Otras provisiones corrientes	61
18.3	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados.....	62
18.4	Juicios y multas	64
18.4.1	Juicios.....	64
18.4.2	Multas	65
19	Otros Pasivos no Financieros.....	65
20	Patrimonio	66
20.1	Patrimonio neto de la Sociedad	66
20.1.1	Capital suscrito y pagado	66
20.1.2	Dividendos.....	66
20.1.3	Reservas por diferencias de conversión.....	66
20.1.4	Otras reservas	67
20.1.5	Ganancias Acumuladas.....	68
20.2	Gestión de capital	68
20.3	Restricciones a la disposición de fondos	68
21.	Ingresos.....	69
22.	Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados	70
23.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	70
24.	Gastos por Depreciación y Amortización.....	70
25.	Otros Gastos por Naturaleza	71
26.	Resultado Financiero	71
27.	Información por Segmento	71
28.	Medio Ambiente	72
29.	Garantías Comprometidas con Terceros.....	72
30.	Cauciones Obtenidas de Terceros	72
31.	Compromisos y Restricciones	73
32.	Sociedades Asociadas	75
33.	Información Adicional Sobre Deuda Financiera	76
34.	Moneda Extranjera	77
35.	Sanciones	77
36.	Hechos Posteriores.....	77

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

(En miles de pesos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Ex- Inversiones Los Lagos III S.A), en adelante la “Sociedad” o “Frontel”, se constituyó bajo el nombre Inversiones Los Lagos III Ltda. (Los Lagos III), producto de la división de Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada (“Los Lagos II”), Inversiones Los Lagos III Limitada (“Los Lagos III”) e Inversiones Los Lagos IV Limitada (“Los Lagos IV”). A Los Lagos III se le asignaron las acciones que mantenían Inversiones Los Lagos Ltda. en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante, “Antigua Frontel”).

El 15 de diciembre de 2009 los Socios modificaron “Los Lagos III” transformándola en sociedad anónima cerrada y con un giro más amplio de modo de poder realizar las mismas actividades que “Antigua Frontel”, entre otras, Distribución de energía eléctrica.

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad con lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011 se produjo la fusión por absorción de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., RUT: 96.986.780-k (Antigua Frontel), en Los Lagos III, adquiriendo esta última, como continuadora legal todos los activos y pasivos de “Antigua Frontel”, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos III S.A., pasó a denominarse, partir de la fecha de materialización de la fusión, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. está inscrita en el Registro de Valores con el número 1073, 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 la sociedad a través de la cual el fondo canadiense Ontario Teachers' Pension Plan Board y el fondo de inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) controlan las empresas del Grupo Saesa, de las que la Sociedad forma parte.

b) Información del Negocio

Frontel es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país, en un área comprendida entre las provincias de Concepción, Región del Bío Bío y Cautín, Región de la Araucanía.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

Los presentes Estados Financieros se presentan en miles de pesos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad.

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados el 31 de diciembre de 2018, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF ó IFRS por sus siglas en inglés), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 21 de marzo de 2019. 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 es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

La preparación de los presentes Estados Financieros, 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. 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 futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

2.4 Bases de preparación

Los Estados Financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

La Sociedad aplica, por primera vez, IFRS 15 "Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes" e IFRS 9 "Instrumentos financieros" los cuales requieren una cuantificación de los impactos sobre cada una de las cuentas contables afectadas y saldos al 1 de enero de 2018 como parte de la transición a las nuevas normas contables. No se modificaron los saldos de los períodos anteriores en relación con la aplicación de las nuevas normas.

2.5 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 en que se administran las empresas eléctricas del Grupo (Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Frontel, Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, Empresa Eléctrica de Aysén S.A., Edelayson, Compañía Eléctrica Osorno S.A., Luz Osorno, Sociedad Generadora Austral S.A., SGA y Sagesa S.A.), cuyos miembros del Directorio son los mismos en cada una. Si bien Frontel no tiene más del 20% de participación en STS, Luz Osorno y SGA, los miembros de su Directorio participan en la toma de decisiones e intercambio de personal Directivo con estas asociadas. Al 31 de diciembre de 2018 el valor de la participación en estas tres sociedades es de M\$173.270 y al 31 de diciembre de 2017 de M\$170.676. (Ver nota 32).

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

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

2.6 Combinación de negocios

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

2.7 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.8 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza la Sociedad 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 y en moneda reajutable (UF), son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros, según el siguiente detalle:

	31/12/2018	31/12/2017
	\$	\$
Dólar Estadounidense	694,77	614,75
Unidad de Fomento (UF)	27.565,79	26.798,14

2.9 Compensación de saldos y transacciones

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

2.10 Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de distribución o 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 o la matriz del Grupo.
- El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 26)	181.072	58.348
Tasa de capitalización de costos por préstamos susceptibles de capitalización	3,26%	3,17%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$1.840.029 por el año terminado al 31 de diciembre de 2018 y de M\$955.261 por el año terminado al 31 de diciembre de 2017 (ver nota 23).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá 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 revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

de la autoridad o compromisos tomados por la Sociedad, 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 período en que se incurren.

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

La Sociedad deprecia sus activos fijos desde el momento en que los bienes están en condiciones de uso.

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, 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 al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificio	40-80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Equipo de tecnología de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de Oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas:	10

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

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Plusvalía comprada

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

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

La Sociedad, 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 al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

2.11.2 Servidumbres

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

2.11.3 Programas informáticos

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

2.11.4 Costos de investigación y desarrollo

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

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

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

La Sociedad se encuentra trabajando en la búsqueda de soluciones tecnológicas que le permitan entre otras una interacción remota con sus clientes y equipos de la red a modo de facilitar la gestión energética, calidad del servicio y productos entregados a sus usuarios.

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad no ha registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados. Adicionalmente se ha incurrido en costos de desarrollo, los que han sido activados por M\$247.185 al 31 de diciembre 2018, al 31 de diciembre 2017 no se registraron costos por este concepto.

2.12 Deterioro de los activos no financieros

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

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros 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 habría determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del período.

Tal como se ha indicado, la plusvalía comprada es revisada anualmente, o cuando existan indicios de deterioro o eventos o cambios en las circunstancias que indiquen que el valor libro se ha deteriorado. El deterioro es determinado, para la plusvalía comprada, por medio de evaluar el monto recuperable de la Unidad Generadora de Efectivo al cual está relacionada esa plusvalía.

Cuando el monto recuperable de la UGE es menor al valor libro de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se le ha asignado la plusvalía, se reconoce una pérdida por deterioro. Las pérdidas por deterioro relacionadas con la plusvalía comprada no pueden ser reversadas en períodos futuros.

Para el cálculo del valor de recuperación de los bienes de Propiedades, planta y equipo, la plusvalía y del activo intangible, el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad en la mayoría de los casos.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración de la Sociedad 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.

Las principales variables para la Sociedad consideradas en la prueba de deterioro son:

Variable	Diciembre 2018	Diciembre 2017	Descripción
Tasa de descuento peso (*)	7,60%	7,20%	La tasa de descuento dólar utilizada es la tasa de Costo Promedio Ponderado de Capital (CPPC).
Tasa de crecimiento (*)	3,00%	3,00%	La tasa de crecimiento de la Sociedad se aplica a la perpetuidad y está basada en la estimación de la expectativa de inflación de largo plazo fijada.
Períodos de estimación	5 años	5 años	El período de estimación está basado en el plan de negocio de la Sociedad más una perpetuidad.

(*) Tasas a valor nominal.

2.13 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.

En el período actual, la Sociedad ha adoptado la NIIF 9 Instrumentos Financieros. Las cifras comparativas del año finalizado el 31 de diciembre de 2017 no han sido actualizadas. Por lo tanto, los instrumentos financieros en el período comparativo todavía se contabilizan de acuerdo con NIC 39 Instrumentos Financieros.

2.13.1 Clasificación y medición inicial de los activos financieros

La Sociedad, clasifica sus activos financieros basados en el modelo de negocio en el que se administran y de las características contractuales de sus flujos de efectivo, siguiendo los parámetros establecidos en la NIIF 9.

La nueva clasificación y medición corresponde a la siguiente:

i. Costo amortizado:

Activos financieros medidos a costo amortizado que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio de “solo pagos de principal e intereses” y sus términos contractuales dan lugar a fechas específicas.

ii. Valor razonable con cambios en otros resultados integrales (patrimonio):

Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales que se mantienen dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo es lograr obtener los flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio de “solo pagos de principal e interés” y la venta de activos financieros, y sus términos contractuales dan lugar a fechas específicas.

iii. Valor razonable con cambios en resultados

Activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en resultados, que son mantenidos para negociar o fueron adquiridos con el propósito de venderlos en el corto plazo. Las ganancias o pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en la utilidad o pérdida del ejercicio. Los instrumentos derivados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que sean designados con tratamiento de contabilidad de cobertura.

La Sociedad, basado en su modelo de negocio mantiene principalmente activos financieros por préstamos y deudores comerciales medidos a costo amortizado, con el objetivo de recuperar sus flujos futuros en fechas determinadas, logrando el cobro del capital más intereses sobre el capital si es que corresponde.

Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar son los principales activos financieros no derivados de la Sociedad, estos activos poseen pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto para vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha del balance en que se clasifican como activos no corrientes.

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

2.13.2 Medición posterior de los activos financieros

Los activos financieros se miden posteriormente a (i) costo amortizado, (ii) valor razonable con cambios en otros resultados integrales, y (iii) valor razonable con cambios en resultados. La clasificación se basa en dos criterios: (a) el modelo de negocio de la Sociedad para administrar los instrumentos financieros, y (ii) si los flujos de efectivo contractuales de los activos financieros no derivados representan “solo pago de principal e interés”.

- (i) En el caso de los activos financieros reconocidos inicialmente a costo amortizado, deberán ser medidos posteriormente al costo amortizado utilizado el método de la tasa de interés efectiva, la cual descuenta exactamente los pagos o cobros de efectivo futuros estimados durante la vida esperada del activo financiero. Para calcular la tasa de interés efectiva ajustada por calidad crediticia, una entidad estimará los flujos de efectivo esperados teniendo en cuenta todas las condiciones contractuales del instrumento financiero (por ejemplo, pagos anticipados, duración, opciones de compra y similares), y las pérdidas crediticias esperadas.

Los ingresos y gastos financieros, las ganancias y pérdidas cambiarias, el deterioro, así como cualquier ganancia o pérdida en baja en cuentas se reconoce en resultados del año.

- (ii) Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales, se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses son calculados utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas cambiarias y el deterioro se reconocen en resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado de resultados integrales. En baja de cuentas, las ganancias y pérdidas acumuladas en resultados integrales se reclasifican a resultados del año.
- (iii) En relación a los activos financieros reconocidos inicialmente a valor razonable con cambios en resultado, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en resultados del periodo. Estos activos financieros son mantenidos para negociar y se adquieren con el propósito de venderlos en el corto plazo. Los activos financieros en esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

2.13.3 Deterioro de activos financieros no derivados

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 relación con el deterioro de los activos financieros, NIIF 9 exige un modelo de pérdidas crediticias esperadas, en contraposición con el modelo de pérdidas crediticias incurridas bajo NIC 39. El modelo de pérdidas crediticias esperadas exige que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y los cambios en esas pérdidas crediticias esperadas en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial. En otras palabras, no es necesario que ocurra un evento crediticio para que se reconozcan las pérdidas crediticias.

La Sociedad ha aplicado el enfoque simplificado para reconocer pérdidas crediticias esperadas a lo largo de la vida del activo para sus cuentas por cobrar comerciales y cuentas por cobrar por arrendamientos e importes adeudados por clientes como es requerido por NIIF 9. Adicionalmente, existe una revisión permanente de todos los grados de morosidad de los deudores, a objeto de identificar en forma oportuna factores relevantes indicativos de deterioro.

En relación con los préstamos a partes relacionadas, la Administración ha evaluado que no ha habido un incremento significativo en el riesgo de crédito de los préstamos a partes relacionadas desde el reconocimiento inicial hasta el 31 de diciembre de 2018. Por consiguiente, la administración no espera reconocer pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses para los préstamos a empresas relacionadas.

2.13.4 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.13.5 Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican como medidos posteriormente al costo amortizado, excepto por:

- (i) Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados. Como aquellos pasivos financieros que incluyen los derivados que son pasivos.
- (ii) Aquellos pasivos financieros que surjan por una transferencia de activos financieros que no cumplan con los requisitos para su baja de cuentas o que se contabilicen utilizando el enfoque de la implicación continuada.

La Sociedad mantiene los siguientes pasivos financieros en su Estado de Situación Financiera:

a) Cuentas por pagar comerciales:

Las obligaciones con proveedores se reconocen inicialmente a su valor razonable, siendo este el valor a pagar, y posteriormente se valoran a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras.

Las obligaciones con bancos e instituciones financieras se reconocen, inicialmente, por su valor razonable, netos de los costos en que se haya incurrido en la transacción.

Posteriormente, los recursos ajenos se valorizan por su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (netos de los costos necesarios para su obtención) y el valor de reembolso, se reconoce en el estado de resultados durante la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva. El método de interés efectivo consiste en aplicar la tasa de mercado de referencia para deudas de similares características al importe de la deuda (neto de los costos necesarios para su obtención).

Los recursos ajenos se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del balance.

2.13.6 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.

La evaluación de este tipo de operaciones se efectúa según a la normativa internacional vigente que las regula y a los principios definidos por la Administración de la Sociedad.

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

Al momento de contratar un instrumento derivado, la Sociedad clasifica 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, 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 período. Esto es aplicable incluso si la partida cubierta se mide al costo.

a.2) Coberturas de flujo de caja

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

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

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

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

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

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 período.

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 ha 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 un instrumento financiero, 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. En caso contrario, siendo el contrato principal un activo financiero, no se separa y se evalúa todo el contrato de acuerdo al modelo de negocio y características contractuales de sus flujos de efectivo.

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 determinado si el contrato principal es o no un instrumento financiero. 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, mientras que si no es separable, todo el contrato es sometido al modelo de negocio, y los movimientos en su valor razonable son registrados en resultados integrales.

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

2.13.7 Instrumentos de patrimonio

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

2.14 Inventarios

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

2.15 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1 Ingresos diferidos

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

En el rubro "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.

2.15.2 Subvenciones estatales

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

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

2.15.3 Obras en construcción para terceros

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance.

La Sociedad mide el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000). Bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

Se consideran transacciones similares aquellas obras sobre M\$50.000 por reunir las siguientes características:

- Proyectos de recambio masivo de luminarias en sistema de alumbrado público, licitados a través de mercado público, cuyo financiamiento puede provenir tanto del ministerio de energía, gobierno regional o la agencia chilena de eficiencia energética (ACHEE).
- Proyectos relacionados con eficiencia energética, principalmente sistemas fotovoltaicos, licitados a través de mercado público también con financiamiento del ministerio de energía o gobierno regional.
- Proyectos a clientes (preferentemente constructoras) relacionadas con electrificación de loteos tanto aéreos como subterráneos.

2.16 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los Estados Financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación, la Sociedad espera 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 tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

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

2.17 Beneficios a los empleados

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

La Sociedad reconoce el importe de los beneficios que ha 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 y no 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 financiera 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 utiliza 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 (nominal) 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.

2.18 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera, 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, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos no corrientes.

2.19 Impuesto a las ganancias

El resultado por impuesto a las ganancias del año, 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 otras sociedades, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

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

Con fecha 1 de febrero de 2016, se promulgó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones relacionadas con la Ley N°20.780 del 29 de septiembre de 2014 (conocida como Reforma Tributaria). Esta simplificación obliga a las sociedades con socios o accionistas que sean personas jurídicas a tributar con el "Régimen Parcialmente Integrado", dejando de lado la opción de "Régimen de Renta Atribuida", definido en la Ley N° 20.780. Así la Sociedad tributará con el "Régimen Parcialmente Integrado", el que aumenta las tasas de impuesto de primera categoría en un 21% en 2014, 22,5% en 2015, 24% en 2016, 25,5% en 2017 y un 27% para el 2018 en adelante. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

En virtud de lo anterior, la Sociedad contabiliza los efectos de aplicar el Régimen Parcialmente Integrado.

2.20 Reconocimiento de ingresos y gastos

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

La sociedad reconoce ingresos de las siguientes fuentes principales:

- Venta de energía
- Transmisión
- Comercialización
- Ingresos por venta al detalle de productos y servicios
- Ingresos por construcción de obras a terceros
- Ingresos por intereses

El ingreso es medido basado en la contraprestación específica en un contrato con un cliente. La Sociedad reconoce ingresos cuando transfiere el control de un producto o servicio a un cliente.

Venta de Energía:

Los contratos de la Sociedad con clientes para la venta de energía incluyen una obligación de desempeño, por lo que el ingreso por ventas de electricidad se registra en base a la energía suministrada sea que esta se encuentre facturada o estimada a la fecha de los presentes Estados Financieros. Los ingresos por venta de energía son reconocidos en un punto del tiempo

Transmisión:

Los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica se registran en base a la facturación efectiva del período de consumo, más una estimación de los servicios suministrados y no facturados a la fecha de cierre del período, en estos contratos existe una obligación de desempeño. Los ingresos por servicios de Transmisión son reconocidos en un punto del tiempo.

Comercialización:

Los ingresos por comercialización de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física a los distintos clientes, ya sea que estas se encuentren facturados o estimadas constituyen una obligación de desempeño. Los ingresos por Comercialización son reconocidos en un punto del tiempo.

Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:

Los ingresos por venta de productos de hogar, materiales y equipos son reconocidos cuando los riesgos y beneficios significativos de los bienes han sido traspasados al comprador, la obligación de desempeño se satisface cuando se ha traspasado el control del bien al cliente. El traspaso del bien para la venta de productos ocurre en el punto de venta, donde el cliente obtiene físicamente el bien y momento donde también ocurre la facturación. Los ingresos por venta al detalle de productos y servicios son reconocidos en un punto del tiempo.

Los ingresos son medidos al valor razonable del pago recibido, excluyendo descuentos, rebajas e impuestos a la venta.

Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.15.3)

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. Los ingresos por construcción de obras a terceros son reconocidos a través del tiempo.

Ingresos por intereses:

Los ingresos por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el ejercicio de devengo correspondiente. Los ingresos por intereses son reconocidos a través del tiempo.

2.21 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año en los Estados Financieros 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 ejercicio. Los ajustes de primera adopción a IFRS, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.22 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por estos 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.

2.23 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2018:

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 está diseñado para alinear la contabilidad de coberturas más estrechamente con la gestión del riesgo, cuando cubre la exposición al riesgo financiero y no financiero. - Baja en cuentas: Los requisitos para la baja en cuentas de activos y pasivos financieros se mantienen los requerimientos existentes de la NIC39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".	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
Nuevas Interpretaciones	Fechas de aplicación obligatoria
CINIIF 22 Operaciones en moneda extranjera y consideración anticipada	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Enmiendas a NIIF	Fechas de aplicación obligatoria
Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones (enmiendas a NIIF 2)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Aplicación NIIF 9 "Instrumentos Financieros" con NIIF 4 "Contratos de Seguro" (enmiendas a NIIF 4)	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018, y sólo disponible durante tres años después de esa fecha
Transferencias de propiedades de Inversión (enmiendas a NIC 40)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018
Mejoras anuales ciclo 2014-2016 (enmiendas a NIIF 1 y NIC 28)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018

a.1) Impacto de la aplicación de NIIF 9 “Instrumentos Financieros”:

La NIIF 9 introduce nuevos requerimientos para (1) la clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros, (2) deterioro de activos financieros, y (3) contabilidad de cobertura general.

La Sociedad ha aplicado NIIF 9 a contar del 1 de enero de 2018 (fecha de aplicación inicial) y ha optado por no re-expresar información comparativa de períodos anteriores con respecto a los requerimientos de clasificación y medición (incluyendo deterioro).

Adicionalmente, la Sociedad ha optado por continuar aplicando los requerimientos de contabilidad de cobertura de NIC 39 en su totalidad en lugar de aplicar los requerimientos establecidos en NIIF 9. Las diferencias en los valores libros de los activos financieros y pasivos financieros resultantes de la adopción de NIIF 9 se reconoció en resultados retenidos al 1 de enero de 2018. Por consiguiente, la información presentada para el año 2017 no refleja los requerimientos de NIIF 9, sino que aquellos establecidos en NIC 39.

Clasificación y Medición de activos financieros:

La fecha de aplicación inicial en la cual la Sociedad ha evaluado sus actuales activos financieros y pasivos financieros en términos de los requerimientos de NIIF 9 es el 1 de enero de 2018. Por consiguiente, la Sociedad ha aplicado los requerimientos de NIIF 9 a instrumentos que no han sido dados de baja al 1 de enero de 2018 y no ha aplicado los requerimientos a instrumentos que ya fueron dados de baja al 1 de enero de 2018. Los importes comparativos en relación con instrumentos que no han sido dados de baja al 1 de enero de 2018, no han sido re-expresados.

Todos los activos financieros que están dentro del alcance de NIIF 9 son requeridos a ser posteriormente medidos a costo amortizado o valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que son mantenidos dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales, y que tienen flujos de efectivo contractuales que son solamente pagos del capital e intereses sobre el capital pendiente son generalmente medidos a costo amortizado al cierre de los períodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda que son mantenidos dentro de un modelo de negocios cuyo objetivo es logrado mediante el cobro de los flujos de efectivo contractuales y la venta de activos financieros, y que tienen términos contractuales que dan origen en fechas especificadas a flujos de efectivo que son solamente pagos de capital e intereses sobre el capital pendiente, son generalmente medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

Todos los otros instrumentos de deuda e instrumentos de patrimonio son medidos a su valor razonable al cierre de los períodos contables posteriores. Adicionalmente, bajo NIIF 9, las entidades podrían realizar una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de un instrumento de patrimonio (que no es mantenido para negociación, ni es una consideración contingente reconocida por un adquirente en una combinación de negocios) en otros resultados integrales, donde generalmente los ingresos por dividendos serían reconocidos en resultados.

La Sociedad revisó y evaluó los activos financieros existentes al 1 de enero de 2018 basados en los hechos y circunstancias que existían a esa fecha y concluyeron que la aplicación de NIIF 9 había tenido el siguiente impacto en los activos financieros de la Sociedad con respecto a su clasificación y medición:

- Los activos financieros clasificados como ‘mantenidos al vencimiento’ y ‘préstamos y cuentas por cobrar’ bajo NIC 39 que eran medidos a costo amortizado, continúan siendo medidos a costo amortizado bajo NIIF 9 dado que ellos son mantenidos dentro de un modelo de negocio para cobrar los flujos de efectivo contractuales, y estos flujos de efectivo contractuales consisten solamente de pagos del capital e intereses sobre el capital pendiente.
- Los activos financieros que eran medidos a Valor razonable con cambio en resultado bajo NIC 39 continúan siendo medidos como tal bajo NIIF 9.

Ninguno de los cambios en clasificación de los activos financieros ha tenido un impacto en la posición financiera, resultados, otros resultados integrales o en resultados integrales de la Sociedad.

La siguiente tabla ilustra la clasificación y medición de los activos financieros bajo NIIF 9 y NIC 39 a la fecha de aplicación inicial, 1 de enero de 2018:

Tipo Instrumento Financiero	Categoría original de medición bajo NIC 39	Nueva categoría de medición bajo NIIF 9	Valor libros original bajo NIC 39 (M\$)	Corrección de valor por NIIF 9 (M\$)	Nuevo valor libros bajo NIIF 9 (M\$)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros a costo amortizado	38.395.195	99.839	38.495.034
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros a costo amortizado	17.464.993	-	17.464.993
Efectivo y equivalentes al efectivo	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos Financieros a costo amortizado	1.707.980	-	1.707.980
Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Activos a valor razonable con cambio en resultados	3.813.353	-	3.813.353
Totales			61.381.521	99.389	61.480.910

La corrección de valor por la aplicación inicial de NIIF 9 es detallada en esta misma nota "Deterioro". La clasificación de los activos financieros se presenta en Nota 17.

Clasificación y Medición de pasivos financieros:

Un cambio significativo introducido por NIIF 9 en la clasificación y medición de pasivos financieros se relaciona con la contabilización de los cambios en el valor razonable de un pasivo financieros designado a valor razonable con cambio en resultado atribuible a cambios en riesgo crediticio del emisor.

Específicamente, NIIF 9 requiere que los cambios en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a los cambios en el riesgo crediticio de ese pasivo sean presentados en otros resultados integrales, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo crediticio del pasivo en otros resultados integrales crearía o incrementaría una asimetría contable en resultados. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo crediticio de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados a resultados, en su lugar son transferidos a resultados retenidos cuando el pasivo financiero es dado de baja. Previamente, bajo NIC 39, el importe total del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambio en resultado era presentado en resultados.

La aplicación de NIIF 9 no ha tenido un impacto en la clasificación y medición de los pasivos financieros de la Sociedad.

La siguiente tabla ilustra la clasificación y medición de los pasivos financieros bajo NIIF 9 y NIC 39 a la fecha de aplicación inicial, 1 de enero de 2018:

Tipo Instrumento Financiero	Categoría original de medición bajo NIC 39	Nueva categoría de medición bajo NIIF 9	Valor libros original bajo NIC 39 (M\$)	Corrección de valor por NIIF 9 (M\$)	Nuevo valor libros bajo NIIF 9 (M\$)
Otros Pasivos Financieros, préstamos que devengan intereses	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos Financieros a costo amortizado	62.067.107	-	62.067.107
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos Financieros a costo amortizado	26.055.004	-	26.055.004
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	Préstamos y cuentas por pagar	Pasivos Financieros a costo amortizado	13.431.870	-	13.431.870
Totales			101.553.981	-	101.553.981

La clasificación de los pasivos financieros se presenta en Nota 17.

Deterioro:

Respecto al deterioro de los activos financieros, NIIF 9 reemplaza el modelo de "pérdida incurrida" de NIC 39 por un modelo de "pérdida crediticia esperada", la Sociedad utiliza el enfoque simplificado con el expediente práctico de NIIF 9 en la estratificación de los vencimientos de la cartera.

Para determinar si existe o no deterioro sobre la cartera, la Sociedad realiza análisis de riesgos de acuerdo a la experiencia histórica (tres años) sobre la incobrabilidad de la misma, la cual es ajustada de acuerdo a variables macroeconómicas, con el objetivo de obtener información prospectiva suficiente para la estimación.

Las pérdidas según el modelo de pérdidas esperadas es una estimación ponderada de la probabilidad de pérdidas crediticias. Las pérdidas crediticias se miden considerando la incobrabilidad de los últimos tres años. Estos ratios históricos son ajustados con el cálculo estadístico de "Forward Looking" el cual convierte la pérdida histórica en una pérdida estimada proyectada de acuerdo a la correlación de variables macroeconómicas

A la fecha de los presentes Estados Financieros, el efecto de la aplicación del modelo de pérdidas crediticias esperadas tuvo un ajuste inicial de M\$72.888.

A continuación, se presenta el efecto de la aplicación inicial de NIIF 9:

	M\$
Patrimonio Neto al 01.01.2018, antes de nuevas normas	161.373.772
Activos	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	99.839
Activos por impuestos diferidos	(26.956)
Inversión en asociadas	5
Total activos	72.888
Pasivos y patrimonio	
Resultados acumulados	72.883
Participación en asociadas	5
Total pasivos y patrimonio	72.888
Patrimonio Neto al 01.01.2018, con aplicación nuevas normas	161.446.660

Se reconoce un aumento en el rubro Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar producto de la disminución en la nueva provisión de deterioro por M\$99.839 y su correspondiente efecto en impuestos diferidos por (M\$26.956), además de la participación en asociadas por M\$5. Lo anterior representa un efecto neto de M\$72.888 en Ganancias acumuladas.

Cobertura:

Los nuevos requerimientos generales de contabilidad de cobertura mantienen los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura actualmente disponibles en NIC 39. Bajo NIIF 9, se ha introducido una mayor flexibilidad a los tipos de transacciones elegibles para contabilidad de cobertura, específicamente se ha ampliado los tipos de instrumentos que califican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de ítems no financieros que son elegibles para contabilidad de cobertura. Adicionalmente, la prueba de efectividad ha sido revisada y reemplazada con el principio de 'relación económica'. La evaluación retrospectiva de la efectividad de la cobertura ya no será requerida. También se han introducido requerimientos mejorados de revelación acerca de las actividades de gestión de riesgos de la entidad.

La Sociedad en la aplicación por primera vez de NIIF 9, ha elegido, como su política contable, continuar aplicando los requerimientos de la contabilidad de coberturas de la NIC 39 en lugar de los requerimientos NIIF 9. La Sociedad ha aplicado esa política a todas sus relaciones de cobertura. En conformidad con las disposiciones de transición de NIIF 9, la Sociedad continuará aplicando la CINIIF 16 Coberturas de una Inversión Neta en un Negocio en el Extranjero sin las modificaciones

que ajustan esa Interpretación a los requerimientos de NIIF 9. Por consiguiente, la aplicación por primera vez de NIIF 9 no ha tenido un impacto sobre los resultados y la posición financiera de la Sociedad en el período actual o en períodos anteriores.

a.2) NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”:

NIIF 15 Ingresos procedentes de Contratos con Clientes, emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Se trata de un proyecto conjunto con el FASB para eliminar diferencias en el reconocimiento de ingresos entre IFRS y US GAAP.

Esta nueva norma establece un marco integral para determinar la oportunidad y medición del reconocimiento de los ingresos y reemplaza la NIC 18 “Ingresos de actividades ordinarias”, y todas las interpretaciones relacionadas; y se aplica a todos los ingresos que surgen de contratos con clientes, a menos que dichos contratos estén dentro del alcance de otras normas.

Durante el año 2017, la Sociedad inició el proceso de evaluación de los potenciales impactos de NIIF 15. Para tal propósito, la Sociedad evaluó dichos ingresos en base a los contratos para determinar la naturaleza, derechos y obligaciones, plazo y la incertidumbre, en cada caso, de los ingresos reconocidos. De dicho análisis se determinó que el impacto de adopción de esta norma no fue significativo.

Los ingresos de contratos con los clientes están relacionados principalmente con la venta de energía y potencia especialmente a través de clientes regulados y libres en base a contratos donde los servicios comprometidos constituyen una obligación de desempeño única.

Las aplicaciones de estos pronunciamientos contables, excluyendo NIIF 9 y NIIF 15 explicados en los párrafos anteriores no han tenido impactos significativos para la Sociedad en los montos reportados en estos Estados Financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, los siguientes pronunciamientos habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria.

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 16, Arrendamientos	
El 13 de enero del 2016, se publicó esta nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
NIIF 17, Contratos de Seguros	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021
Nuevas Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria
CINIIF 23 Incertidumbre sobre tratamiento de impuesto a las ganancias	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
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)	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
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
Modificaciones al plan, reducciones y liquidaciones (enmiendas a NIC 19)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2019
Definición de un negocio (enmiendas a NIIF 3)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
Definición de Material (enmiendas a NIC 1 y NIC 8)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020
Marco Conceptual para el Reporte Financiero Revisado	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020

La Sociedad está evaluando el impacto de la aplicación de NIIF 16 y CINIIF 23, sin embargo, no es posible proporcionar una estimación razonable de los efectos que estas normas tendrán hasta que la administración realice una revisión detallada. En opinión de la administración, no se espera que la aplicación futura de otras normas y enmiendas e interpretaciones tengan un efecto significativo en los Estados Financieros.

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

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. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 2 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29.01.2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. No obstante, para aquellos clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 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 CEN.

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, no se podrá negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos deberán ser consistentes con los precios regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras constituye un peaje cargado a las empresas de generación y a los usuarios finales. Este peaje permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos asociados a la operación de dichos activos. El peaje puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

3.3 Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Todo cliente, tanto regulado como libre (este último sea o no de la distribuidora), debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

a) Ventas a Clientes Regulados

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

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad, el cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que se fija en enero y julio de cada año.

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

Finalmente la tarifa incluye el VAD, que refleja el costo de capital de los activos de distribución determinados por el Valor Nuevo de Reemplazo, o VNR, además de los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución.

b) Venta a Clientes Libres o Cobro de Peajes

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

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

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

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

3.4.2 Ley Tokman

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

3.4.3 Ley Net Metering

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

3.4.4 Ley de Concesiones

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

3.4.5 Ley de Licitación de ERNC

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

3.4.6 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

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

Durante agosto 2014 se publicó en el Diario Oficial una modificación del Reglamento de Licitaciones de Suministro, en la cual se agregan instrumentos como Licitaciones de Corto Plazo en caso de incrementos de la demanda no previstos, y el Precio de Reserva, con la intención de obtener más ofertas y a precios más competitivos.

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

3.4.8 Ley de Transmisión

El 20 de julio del 2016 se publicó en el Diario Oficial 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: El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.
- b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión y de los costos de administración, operación y mantenimiento eficientes y reconocidos en los decretos tarifarios. Se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico. El valor reconocido para el bienio 2018-2019 de las instalaciones de transmisión existentes se fijó a través del DS 6T/2018. A contar de enero 2018, asegura los ingresos del decreto y elimina la dependencia de la demanda.
- 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) desde 2016 hasta fines de 2017.

Está en curso un nuevo proceso de valorización para el cuadrienio 2020-2023

3.4.9 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

- a) Reconocimiento de la Generación Local (RGL): Se establece un descuento en el componente de energía de todas las tarifas reguladas de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación. Así se entrega una señal de costos asociados al suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

- b) **Equidad Tarifaria Residencial (ETR):** Se modifica el componente “distribución” de las tarifas residenciales (hoy BT1), para así lograr que la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida será financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.4.10 Modifica Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones de LGSE

El 9 de febrero del 2017 se publicó la modificación a la Ley de Servicios de Gas y otras disposiciones de la LGSE (Ley número 20.999), introduce competencias al H. Panel de Expertos en materias de Servicios de Gas, en cuanto a la valorización de las instalaciones de gas; el cálculo de la tasa de costo de capital; los bienes de la empresa concesionaria que serán considerados en el chequeo de rentabilidad; el cálculo de rentabilidad por empresa y estudio de costos.

3.4.11 Ley de Medidores y Empalmes

El 27 de febrero del 2018 se publicó la Ley número 21.076, que modifica la LGSE para imponer a la empresa distribuidora de energía la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de las instalaciones por Fuerza Mayor.

3.4.12 Ley de Generación Residencial

El 17 de noviembre del 2018 se publicó la Ley número 21.118, que modifica la LGSE con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales.

3.4.13 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

4 Política de Gestión de Riesgos

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

4.1 Riesgo financiero

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

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

4.1.1 Tipo de cambio

La Sociedad realiza también 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. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en alguno de estos casos.

4.1.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de un 80% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía (IPC). Las tarifas de ventas también incluyen otros factores de actualización, tales como el tipo de cambio y el IPC de los Estados Unidos (CPI).

Principalmente, la Sociedad mantiene deudas en UF, y no administra el riesgo de esa variación en su estado de situación financiera. El 80% de la deuda financiera está estructurada a largo plazo mediante bonos, y se encuentra denominada en UF.

4.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad realizó un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el período de cierre de estos Estados Financieros, con respecto de la variación real de la UF.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2018 y 2017:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera		Variación % Aumento UF	Efecto en Resultado	
	31/12/2018	31/12/2017		31/12/2018	31/12/2017
	(M\$)	(M\$)		(M\$)	(M\$)
Deuda en UF (Bonos)	53.708.314	62.293.709	0,5	301.170	334.436

4.1.3 Tasa de interés

En la actualidad el 100% de la deuda financiera está asociada a una tasa de interés fija, por lo que no es necesario realizar análisis de sensibilidad de la tasa variable.

4.1.4 Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado. Actualmente el 82% de la deuda financiera de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deudas anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo, tal como se muestra en el siguiente cuadro de perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre 2018 y diciembre 2017:

Capital e Intereses	Corriente	No Corriente						Totales
	Hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	31/12/2018
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	11.790.205	11.533.372	6.107.945	875.159	875.159	16.010.666	16.587.284	63.779.790
Totales	11.790.205	11.533.372	6.107.945	875.159	875.159	16.010.666	16.587.284	63.779.790
Porcentualidad	18%	18%	10%	1%	1%	25%	26%	100%

Capital e Intereses	Corriente	No Corriente						Totales
	Hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	31/12/2017
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	11.272.490	22.119.250	74.566.011
Totales	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	11.272.490	22.119.250	74.566.011
Porcentualidad	16%	15%	15%	8%	1%	15%	30%	100%

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

Frontel en la actualidad cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 500.000, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados.

A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de esta Sociedad y de sus relacionadas, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

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

4.1.5 Riesgo de Crédito

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

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 a) y b) es gestionado a través de las herramientas de cobro (corte de suministro y radicación de deuda en la propiedad) que la Ley entrega a las empresas que dan este servicio.

También la Sociedad realiza otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la Política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente

se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2018 y diciembre de 2017 se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	142.234.228	138.647.253
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	1.173.970	1.303.830
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	0,83%	0,94%

El riesgo de crédito relacionados con los instrumentos financieros (depósitos a plazo, fondos mutuos u otros) tomados con instituciones financieras, se realizan en instrumentos permitidos que maximicen los retornos del excedente de caja, sin exceder el nivel de riesgo y de máxima exposición, todo bajo el margen de riesgo establecido y con la finalidad de cumplir obligaciones de corto plazo.

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales con calificación de riesgo con muy alta calidad crediticia (ver Nota 6b, Efectivo y Equivalentes al Efectivo), con límites establecidos para cada entidad y sólo en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla la posibilidad de realizar una inversión con objeto de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero.

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

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

- **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 a base de 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 revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo de 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 ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que ha establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad 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 reconocida dentro de otro resultado integral del período.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera 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 emitir.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad 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, es posible que acontecimientos que puedan ocurrir en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se registraría en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos de dichos cambios en los correspondientes Estados Financieros en las cuentas de resultados o patrimonio según sea el caso.

6 Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Efectivo y equivalente al efectivo	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Efectivo en caja	2.121.115	1.399.924
Saldo en Bancos	420.220	308.056
Otros instrumentos de renta fija	2.022.649	3.813.353
Totales	4.563.984	5.521.333

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

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

b) 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	
				31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Frontel	Itaú Administradora General de Fondos S.A. Select M5	Fondos Mutuos	AA-fm/M1(cl)	2.022.649	-
Frontel	Security S.A Plus Serie E	Fondos Mutuos	AA+fm/M2(cl)	-	3.146.198
Frontel	Banco Estado S.A. AGF Solvente Serie I	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	-	667.155
Totales				2.022.649	3.813.353

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2018	31/12/2017
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	CLP	4.561.863	5.521.184
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	2.121	149
Totales		4.563.984	5.521.333

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2018.

	Flujos de efectivo				Cambios distintos de efectivo				31/12/2018 M\$
	31/12/2017 M\$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos entidades relacionadas	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Amortización	
Bonos	62.067.107	(10.221.448)	(1.687.237)	-	1.653.881	1.667.868	-	14.165	53.494.336
Préstamos en cuenta corriente	8.740.516	(18.909.000)	(410.324)	25.379.519	449.116	62.214	149	-	15.312.191
Totales	70.807.623	(29.130.448)	(2.097.561)	25.379.519	2.102.997	1.730.082	149	14.165	68.806.527

7 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	32.227.954	-	26.586.119	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	12.811.794	5.332.211	10.239.774	4.067.041
Totales	45.039.748	5.332.211	36.825.893	4.067.041

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	1.609.822	-	1.130.170	-
Otras cuentas por cobrar	1.547.249	243.594	1.367.569	-
Totales	3.157.071	243.594	2.497.739	-

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	30.618.132	-	25.455.949	-
Otras cuentas por cobrar, neto	11.264.545	5.088.617	8.872.205	4.067.041
Totales	41.882.677	5.088.617	34.328.154	4.067.041

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	26.952.543	3.347.754	20.631.140	3.428.812
Energía y peajes	16.373.219	-	12.439.699	-
Anticipos para importaciones y proveedores	166.782	-	234.849	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	68.834	-	-	-
Convenios de pagos y créditos por energía	1.664.449	140.372	760.076	219.525
Deudores materiales y servicios	1.903.672	-	1.252.977	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.806.695	1.531.861	4.247.972	1.328.426
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	264.208	1.665.818	231.620	1.871.501
Otros	1.704.684	9.703	1.463.947	9.360
No Facturados o provisionados	16.369.393	-	14.663.136	-
Energía y Peajes uso de líneas eléctricas	2.774.737	-	(161.248)	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	5.877.352	-	7.275.010	-
Energía en medidores (*)	7.202.646	-	7.032.658	-
Provisión ingresos por obras	279.073	-	356.222	-
Otros	235.585	-	160.494	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.717.812	1.984.457	1.531.617	638.229
Totales, Bruto	45.039.748	5.332.211	36.825.893	4.067.041
Provisión deterioro	(3.157.071)	(243.594)	(2.497.739)	-
Totales, Neto	41.882.677	5.088.617	34.328.154	4.067.041

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Convenios de pagos y créditos	1.664.449	140.372	760.076	219.525
Anticipos para importaciones y proveedores	166.782	-	234.849	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	347.907	-	356.222	-
Deudores materiales y servicios	1.903.672	-	1.252.977	-
Cuenta corriente al personal	1.717.812	1.984.457	1.531.617	638.229
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.806.695	1.531.861	4.247.972	1.328.426
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	264.208	1.665.818	231.620	1.871.501
Otros deudores	1.940.269	9.703	1.624.441	9.360
Totales	12.811.794	5.332.211	10.239.774	4.067.041
Provisión deterioro	(1.547.249)	(243.594)	(1.367.569)	-
Totales, Neto	11.264.545	5.088.617	8.872.205	4.067.041

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2018 es de M\$46.971.294 y al 31 de diciembre de 2017 es de M\$38.395.195.
- b) La Sociedad de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2018 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 356.752 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	330.703	42%
Comercial	13.597	21%
Industrial	2.335	14%
Otros	10.117	23%
Total	356.752	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 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	31/12/2018	31/12/2017
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	8.616.585	7.243.702
Con vencimiento entre tres y seis meses	493.797	344.606
Con vencimiento entre seis y doce meses	209.545	138.982
Con vencimiento mayor a doce meses	199.211	7.051
Totales	9.519.138	7.734.341

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

	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0,1%	0,2%
1 a 30	0,1%	0,5%
31 a 60	0,6%	2,7%
61 a 90	7,4%	26,4%
91 a 180	30,5%	53,6%
181 a 270	41,1%	76,4%
271 a 360	45,5%	81,1%
361 o más	92,6%	100%

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

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago. Otro aspecto importante que establece el DFL4/2006, artículo 225 letra a, es que la deuda eléctrica radica en la propiedad, no en el usuario, lo que representa otra herramienta de cobro.

d) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017 la estratificación de la cartera bruta, es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2018						Saldo al 31/12/2017					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$	Número de Clientes	Monto bruto M\$
Al día	225.488	32.015.489	1.980	1.304.064	227.468	33.319.553	206.329	27.451.820	1.934	505.100	208.263	27.956.920
Entre 1 y 30 días	71.296	5.776.290	560	116.257	71.856	5.892.547	73.921	4.457.971	613	137.022	74.534	4.594.993
Entre 31 y 60 días	25.054	2.466.150	381	56.401	25.435	2.522.551	23.666	2.354.578	310	68.966	23.976	2.423.544
Entre 61 y 90 días	2.774	262.802	87	14.173	2.861	276.975	3.894	268.148	72	14.750	3.966	282.898
Entre 91 y 120 días	1.736	406.889	64	22.028	1.800	428.917	2.046	237.313	46	4.898	2.092	242.211
Entre 121 y 150 días	1.201	134.743	39	3.244	1.240	137.987	1.371	117.103	26	2.102	1.397	119.205
Entre 151 y 180 días	1.065	115.918	45	14.857	1.110	130.775	1.068	64.822	28	4.129	1.096	68.951
Entre 181 y 210 días	813	82.141	21	3.492	834	85.633	690	107.041	23	6.590	713	113.631
Entre 211 y 250 días	938	110.718	21	4.289	959	115.007	987	250.705	35	219.934	1.022	470.639
Más de 250 días	8.992	2.727.829	261	291.635	9.253	3.019.464	8.115	1.751.475	216	56.042	8.331	1.807.517
Totales	339.357	44.098.969	3.459	1.830.440	342.816	45.929.409	322.087	37.060.976	3.303	1.019.533	325.390	38.080.509

e) Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, la cartera en cobranza judicial y protestada es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2018		Saldo al 31/12/2017	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	6	40.790	7	4.869
Documentos por cobrar en cobranza judicial	164	1.333.379	134	900.687
Totales	170	1.374.169	141	905.556

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 2017	1.523.457
Aumentos (disminuciones) del año	1.303.830
Montos castigados	(329.548)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	2.497.739
Aumentos (disminuciones) del año	1.273.809
Montos castigados	(271.044)
Ajuste inicial NIIF 9 (*)	(99.839)
Saldo al 31 de diciembre 2018	3.400.665

(*) De acuerdo a la NIIF 9, la Sociedad aplicó el modelo simplificado de pérdidas esperadas para Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar, determinando una disminución de la provisión de deterioro de deudores comerciales por un monto de M\$99.839 con la correspondiente disminución de Activos por Impuestos Diferidos por M\$26.956 (Nota 14).

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 durante los años 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Provisión cartera no repactada	1.197.630	1.123.352
Provisión cartera repactada	(23.660)	180.478
Castigos del año	(271.044)	(329.548)
Totales	902.926	974.282

8 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

8.1 Accionistas

El detalle de los accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2018, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Los Ríos Limitada	305.339.585	7.406.952.072.997	7.407.257.412.582	99,3300%
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3600%
Inversiones Grupo Saesa Limitada	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0700%
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0500%
Villagran Correa, Jorge	98.041	2.941.129.501	2.941.227.542	0,0400%
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0400%
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0300%
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0100%
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0100%
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0100%
Municipalidad de Los Angeles	18.861	565.805.480	565.824.341	0,0100%
Sucesión Graciela Pendola Villouta	12.260	367.773.562	367.785.822	0,0100%
Otros minoritarios	204.839.426	2.122.920.315	2.327.759.741	0,030%
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%

8.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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.

A la fecha de los presentes Estados Financieros no existen garantías otorgadas a los saldos con entidades relacionadas, ni provisiones de deterioro de las mismas.

Los préstamos entre sociedades se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la relacionada Saesa, la Sociedad y la matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente (ver nota 31).

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas son las siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2018		31/12/2017	
						Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
						M\$	M\$	M\$	M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.034	-	4.440	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	281.500	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	5.948.590	-	11.536.440	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	5.504.202	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	658	-	890	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	19.740	-	19.794	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.686	-	85.285	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	10	-	591	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	229	-	397	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Peajes	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	6.630	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	29	-	29	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	16	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	24.779	-
Totales						5.983.976	-	17.464.993	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2018		31/12/2017	
						Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
						M\$	M\$	M\$	M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	19.168	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.757.358	-	4.420.313	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	4.446	-	4.446	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	21	-	17	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	3.586.989	-	4.320.203	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Materiales y Costo Personas	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	4.311.253	-	2.557.448	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	28.450	-	28.877	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	10.063	-	16.886	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	161.698	-	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.912	-	1.556	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente	Menos de 90 días	Matriz	UF	7.967.844	-	-	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.554.385	-	2.078.073	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	71	-	57	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	0	-	1.997	-
14.655.033-9	Iván Díaz- Molina	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	0	-	1.997	-
Totales						22.403.658	-	13.431.870	-

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

RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2018		31/12/2017	
					Monto Transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto Transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
					M\$	M\$	M\$	M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Compra/Venta de energía	(366.382)	(366.382)	(274.425)	(274.425)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(5.504.202)	114.521	5.504.202	105.374
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(7.250)	-	27.492	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantenimiento Sistema de Transmisión	(61.673)	(61.673)	(62.407)	(62.407)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(5.587.850)	228.824	(8.187.091)	680.634
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(261.738)	-	271.855	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	67.632	67.632	30.362	30.362
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	154.900	-	4.882	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(3.442.641)	(3.442.641)	(2.301.782)	(2.301.782)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(733.214)	(192.191)	4.320.203	36.425
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos - Materiales	612.906	-	2.311.307	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(75.599)	-	57.186	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(24.779)	-	14.629	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	-	-	(76.426)	1.281
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz	Dividendos por pagar	476.312	-	(1.783.865)	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(662.955)	(172.516)	4.420.313	(7.001)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	7.967.844	(146.670)	(22.156)	(22.156)

8.3 Directorio y personal clave de la gerencia

La Sociedad es administrada 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 celebrada el 26 de abril de 2018 se efectuó la renovación del directorio, eligiéndose a los señores Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Dale Burgess, Ben Hawkins y Christopher Powell como integrantes del directorio.

En sesión celebrada con fecha 16 de mayo de 2018, 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.

En sesión celebrada el 22 de agosto de 2018, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al cargo de director del señor Dale Burgess y designó, en su reemplazo, al señor Stephen Best.

Al 31 de diciembre de 2018 el Directorio de la Sociedad 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 Stephen Best.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones al Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y los Directores por concepto de remuneraciones de Directores, son los siguientes:

Director	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	-	1.997
Iván Díaz - Molina	-	1.997
Totales	-	3.994

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2018 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2019.

Los Directores señores Ben Hawkins, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Stephen Best 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 2018 y 2017, son las siguientes:

Director	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	29.252	24.225
Iván Díaz - Molina	29.252	24.225
Totales	58.504	48.450

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con ocho ejecutivos como empleados directos, cinco en 2017. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$455.382 al 31 de diciembre de 2018 y M\$252.486 al 31 de diciembre de 2017.

La Sociedad tiene, para sus ejecutivos, establecido un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de las sociedades, estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$187.720 al 31 de diciembre de 2018 y M\$101.598 al 31 de diciembre de 2017.

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

Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2016 no existen garantías constituidas a favor el personal clave de la gerencia.

9 Inventarios

El detalle de este rubro es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2018:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	4.976.287	4.747.614	228.673
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.311.706	2.238.043	73.663
Totales	7.287.993	6.985.657	302.336

Al 31 de diciembre de 2017:

Clases de inventario	Bruto M\$	Neto Realizable M\$	Provisión M\$
Materiales de operación y mantenimiento	3.551.505	3.515.205	36.300
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.391.085	1.347.578	43.507
Totales	4.942.590	4.862.783	79.807

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$307.482 para el año 2018 y un cargo de M\$37.121 para el año 2017.

Movimiento Provisión	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Provisión del período	307.482	37.121
Aplicaciones a provisión	(84.953)	(48.233)
Totales	222.529	(11.112)

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 gasto es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Materias primas y consumibles utilizados(*)	5.073.396	4.911.281
Otros gastos por naturaleza (**)	1.631.555	1.547.399
Totales	6.704.951	6.458.680

(*) Ver Nota 22.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2018 ascienden a M\$14.104.664 (M\$4.324.478 al 31 de diciembre de 2017) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2018 ascienden a M\$609.165 (M\$238.317 al 31 de diciembre de 2017).

10 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	-	1.685.261
IVA Débito fiscal por recuperar (*)	1.337.928	1.337.928
Crédito Sence	-	64.610
Crédito Activo Fijo	-	23.486
Impuesto por recuperar año anterior	1.938.891	1.874.594
Totales	3.276.819	4.985.879

(*) IVA Débito fiscal pagado en exceso relacionado con las devoluciones a clientes generados por los decretos tarifarios que ajustaron retroactivamente la tarifa cobrada en los años 2011, 2012 y 2013.

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	92.983	-
Iva Débito fiscal	1.399.379	817.135
Otros	30.449	25.194
Totales	1.522.811	842.329

11 Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Activos Intangibles Neto	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	7.497.642	7.506.660
Servidumbres	7.497.642	7.497.642
Software	-	9.018

Activos Intangibles Bruto	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	7.584.352	7.623.188
Servidumbres	7.497.642	7.497.642
Software	86.710	125.546

Amortización Activos Intangibles	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables	(86.710)	(116.528)
Servidumbres	-	-
Software	(86.710)	(116.528)

El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 son los siguientes:

Movimiento año 2018	Servidumbre Neto M\$	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018	7.497.642	9.018	7.506.660
Movimientos:			
Retiros Valor Bruto	-	(38.836)	(38.836)
Retiros y Traspaso Amortización Acumulada	-	38.836	38.836
Gastos por amortización	-	(9.018)	(9.018)
Total movimientos	-	(9.018)	(9.018)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2018	7.497.642	-	7.497.642

Movimiento año 2017	Servidumbre Neto M\$	Software, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017	7.469.143	30.658	7.499.801
Movimientos:			
Otros (Activación Obras en Curso)	28.499	-	28.499
Gastos por amortización	-	(21.640)	(21.640)
Total movimientos	28.499	(21.640)	6.859
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	7.497.642	9.018	7.506.660

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

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

12 Plusvalía Comprada

El detalle de la plusvalía comprada al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Rut	Compañía	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	23.990.168	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	33.039.292	33.039.292
Totales		57.029.460	57.029.460

La plusvalía comprada relacionada con Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por la sociedad Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Antigua Frontel, RUT 96.986.780-k, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

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

13 Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017.

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Propiedades, Planta y Equipo	174.887.628	153.871.504
Terrenos	2.009.872	2.009.872
Edificios	1.608.628	1.704.924
Planta y Equipo	137.987.391	137.545.590
Equipamiento de Tecnologías de la Información	317.708	521.621
Instalaciones Fijas y Accesorios	304.883	358.931
Vehículos de Motor	1.483.725	1.579.790
Construcción en Curso	28.852.009	8.018.663
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.323.412	2.132.113

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	238.609.636	210.729.057
Terrenos	2.009.872	2.009.872
Edificios	2.819.831	2.814.471
Planta y Equipo	196.475.089	190.185.039
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.600.456	1.477.619
Instalaciones Fijas y Accesorios	891.459	859.174
Vehículos de Motor	2.487.324	2.294.216
Construcción en Curso	28.852.009	8.018.663
Otras Propiedades, Planta y Equipo	3.473.596	3.070.003

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(63.722.008)	(56.857.553)
Edificios	(1.211.203)	(1.109.547)
Planta y Equipo	(58.487.698)	(52.639.449)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(1.282.748)	(955.998)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(586.576)	(500.243)
Vehículos de Motor	(1.003.599)	(714.426)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(1.150.184)	(937.890)

El movimiento del rubro propiedades, planta y equipo durante los años 2018 y año 2017, es el siguiente:

Movimiento año 2018		Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2018		2.009.872	1.704.924	137.545.590	521.621	358.931	1.579.790	8.018.663	2.132.113	153.871.504
Movimientos	Adiciones	-	-	1.845.376	-	-	-	26.226.432	320.413	28.392.221
	Retiros Valor Bruto	-	-	(468.381)	(3.557)	-	-	-	(39.704)	(511.642)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	561.668	1.831	-	-	-	37.315	600.814
	Otros (Activación Obras en Curso)	-	5.360	6.282.161	126.394	32.285	193.108	(6.777.721)	138.413	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(1.369.106)	-	-	-	1.384.635	(15.529)	-
	Gastos por depreciación	-	(101.656)	(6.409.917)	(328.581)	(86.333)	(289.173)	-	(249.609)	(7.465.269)
Total movimientos		-	(96.296)	441.801	(203.913)	(54.048)	(96.065)	20.833.346	191.299	21.016.124
Saldo final al 31 de Diciembre de 2018		2.009.872	1.608.628	137.987.391	317.708	304.883	1.483.725	28.852.009	2.323.412	174.887.628

Movimiento año 2017		Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones en Curso	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2017		2.020.635	1.742.541	136.443.243	762.013	410.547	1.185.898	4.963.034	2.219.242	149.747.153
Movimientos	Adiciones	-	-	1.678.835	-	-	-	9.393.803	172.202	11.244.840
	Retiros Valor Bruto	(10.763)	-	(736.672)	(6.020)	(1.431)	(51.853)	-	(463)	(807.202)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	820.972	6.020	1.431	40.886	-	463	869.772
	Otros (Activación Obras en Curso)	-	101.724	6.609.004	258.919	95.911	705.667	(7.820.824)	49.599	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(38.623)	(1.015.631)	(219.702)	(55.876)	(73.219)	1.482.650	(79.599)	-
	Gastos por depreciación	-	(100.718)	(6.254.161)	(279.609)	(91.651)	(227.589)	-	(229.331)	(7.183.059)
Total movimientos		(10.763)	(37.617)	1.102.347	(240.392)	(51.616)	393.892	3.055.629	(87.129)	4.124.351
Saldo final al 31 de diciembre de 2017		2.009.872	1.704.924	137.545.590	521.621	358.931	1.579.790	8.018.663	2.132.113	153.871.504

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- 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 cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (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 2018 y 31 de diciembre de 2017 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

14 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1 Impuesto a la renta

El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 31 de diciembre 2018 y 2017, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	282.458	565.655
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	(900)	(125.948)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	281.558	439.707
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.464.872	2.430.218
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	2.464.872	2.430.218
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	2.746.430	2.869.925

Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(12.498)	(31.628)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(12.498)	(31.628)

- a) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la Ganancia (pérdida) antes de impuestos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	11.318.179	9.844.147
Total de (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27% en 2018 - 25,5% en 2017)	(3.055.908)	(2.510.257)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	480.647	191.452
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(762.030)	(340.168)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(84.877)	(438.299)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	675.738	227.347
Total ajustes al ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	309.478	(359.668)
(Gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(2.746.430)	(2.869.925)
Tasa impositiva efectiva	24,27%	29,15%

14.2 Impuesto diferido

- a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Diferencias temporarias	Activos		Pasivos	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a propiedades, planta y equipo	-	-	10.958.535	8.580.554
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	43.400	59.080	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	918.180	674.390	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	147.453	126.001	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	81.631	21.548	-	-
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	520.184	493.537	-	-
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	59.215	74.569	270.202	116.601
Impuestos diferidos relativos a pérdida fiscales	-	361.477	-	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	380.294	287.503	-	-
Impuestos diferidos otras provisiones	2.355	2.355	-	-
Total Impuestos Diferidos	2.152.712	2.100.460	11.228.737	8.697.155

- b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos de los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2017	1.397.274	5.595.379
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	671.558	3.101.776
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	31.628	-
Saldo al 31 de diciembre de 2017	2.100.460	8.697.155
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	66.710	2.531.582
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	12.498	-
Otros incremento (decremento) (*)	(26.956)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2018	2.152.712	11.228.737

(*) El monto de M\$26.956 incluido en el ítem Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos corresponde al efecto producto de la primera aplicación de la NIIF 9 asociada al deterioro de cuentas por cobrar de acuerdo a pérdidas esperadas (Ver Nota 2.23 a.1).

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

15 Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes

- a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2018		31/12/2017	
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Bonos	10.636.767	42.857.569	10.372.313	51.694.794
Totales	10.636.767	42.857.569	10.372.313	51.694.794

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2018								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,2%	Sin Garantía	217.928	-	217.928	-	-	-	-	27.349.929	27.349.929
Chile	UF	Semestral	2,5%	Sin Garantía	81.668	10.337.171	10.418.839	10.338.964	5.168.676	-	-	-	15.507.640
Totales					299.596	10.337.171	10.636.767	10.338.964	5.168.676	-	-	27.349.929	42.857.569

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2017								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente		
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,2%	Sin Garantía	211.859	-	211.859	-	-	-	-	26.570.001	26.570.001
Chile	UF	Semestral	2,5%	Sin Garantía	-	10.160.454	10.160.454	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	-	25.124.793
Totales					211.859	10.160.454	10.372.313	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	26.570.001	51.694.794

c) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2018								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
FRONTEL	BONO SERIE G/N°663	UF	3,2%	Sin Garantía	217.928	-	217.928	-	-	-	27.349.929	27.349.929	
FRONTEL	BONO SERIE C/N°662	UF	2,5%	Sin Garantía	81.668	10.337.171	10.418.839	10.338.964	5.168.676	-	-	-	15.507.640
Totales					299.596	10.337.171	10.636.767	10.338.964	5.168.676	-	-	27.349.929	42.857.569

Nombre Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2017								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	Total No Corriente
								Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
FRONTEL	BONO SERIE G/N°663	UF	3,2%	Sin Garantía	211.859	-	211.859	-	-	-	-	26.570.001	26.570.001
FRONTEL	BONO SERIE C/N°662	UF	2,5%	Sin Garantía	-	10.160.454	10.160.454	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	-	25.124.793
Totales					211.859	10.160.454	10.372.313	10.050.546	10.049.576	5.024.671	-	26.570.001	51.694.794

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

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha Colocación	Monto Colocado UF
----------	------------------------------------	---	-----------------	---------------------------	---------	------------------	-------------------

Frontel	Emisión de Línea Serie C / N°662	Banco de Chile	11/02/2011	12/05/2014	José Musalem Saffie	04/06/2014	1.500.000
Frontel	Emisión de Línea Serie G / N°663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000

16 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	26.847.474	23.626.233
Otras cuentas por pagar	2.888.858	2.428.771
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	29.736.332	26.055.004

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	15.807.272	14.831.528
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	381.721	157.860
Cuentas por pagar bienes y servicios	10.658.481	8.636.845
Dividendos por pagar a terceros	26.285	25.218
Cuentas por pagar instituciones fiscales	149.090	375
Otras cuentas por pagar	2.713.483	2.403.178
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	29.736.332	26.055.004

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2018				31/12/2017			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	4.706.996	19.971.349	2.169.129	26.847.474	978.166	18.826.298	3.821.769	23.626.233
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	4.706.996	19.971.349	2.169.129	26.847.474	978.166	18.826.298	3.821.769	23.626.233

El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2018	
		M\$	%
CGE S.A.	76.411.321-7	961.934	3,58%
Global Energy Services SIEMSA S.A.C.	76.063.288-0	687.462	2,56%
Distribuidora Cummins Chile S.A.	96.843.140-4	536.513	2,00%
ENEL Generación Chile S.A.	91.081.000-6	465.501	1,73%
Sociedad de Proyectos y Obras de Montaje Ltda.	79.615.410-1	421.016	1,57%
CLARO Chile S.A.	96.799.250-K	346.475	1,29%
BCI Factoring S.A. (**)	96.720.830-2	342.292	1,27%
Samsung Electronics Chile Ltda.	77.879.240-0	242.344	0,90%
TECNET S.A.	96.837.950-K	241.538	0,90%
Fasten Group Imp.& EXP.CO. Ltda.	Proveedor Extranjero	227.408	0,85%
Transelec S.A.	76.555.400-4	189.804	0,71%
EMEC Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	184.725	0,69%
CAM Chile S.A.	96.543.670-7	156.839	0,58%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		15.684.201	58,38%
Otros Proveedores		6.179.422	23,00%
Totales		26.867.474	100%

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2017	
		M\$	%
Banco Santander - Chile (**)	97.036.000-K	3.008.535	12,73%
ENEL Generación Chile S.A.	91.081.000-6	642.088	2,72%
AELA Generación S. A.	76.489.426-K	421.203	1,78%
C.G.E S.A.	99.513.400-4	375.947	1,59%
Sociedad de Proyectos y Obras de Montaje Ltda.	79.615.410-1	270.023	1,14%
Roxana I. Vallejos Morán	9.971.729-7	255.291	1,08%
COLBUN S.A.	96.505.760-9	250.103	1,06%
ABB S.A.	92.805.000-9	173.760	0,74%
Samsung Electronics Chile Ltda.	77.879.240-0	160.820	0,68%
CAM Chile S. A.	96.543.670-7	147.378	0,62%
BCI Factoring S.A.	96.720.830-2	141.341	0,60%
PREVIREDA S.A.	96.929.390-0	136.958	0,58%
ORSOCOM LTDA.	76.119.240-K	128.093	0,54%
EMEC Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	127.029	0,54%
Chilquinta Energía S.A.	96.813.520-1	126.802	0,54%
Prodiel Agencia de Chile	59.198.550-7	103.801	0,44%
Buscahuellas SpA	76.514.381-0	101.398	0,43%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		14.257.960	60,35%
Otros Proveedores		2.797.703	11,84%
Totales		23.626.233	100%

(*) Energía y peaje pendiente de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

(**) Servicio de factoring contratado por algunos proveedores antes del vencimiento de 30 días.

17 Instrumentos financieros

17.1 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2018	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	46.971.294	-	46.971.294
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	5.983.976	-	5.983.976
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.541.335	2.022.649	4.563.984
Totales	55.496.605	2.022.649	57.519.254

Activos financieros al 31/12/2017	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	38.395.195	-	38.395.195
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	17.464.993	-	17.464.993
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.707.980	3.813.353	5.521.333
Totales	57.568.168	3.813.353	61.381.521

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2018	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	53.494.336	-	53.494.336
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	29.736.332	-	29.736.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	22.403.658	-	22.403.658
Totales	105.634.326	-	105.634.326

Pasivos financieros al 31/12/2017	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	62.067.107	-	62.067.107
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	26.055.004	-	26.055.004
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	13.431.870	-	13.431.870
Totales	101.553.981	-	101.553.981

17.2 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31/12/2018	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	2.121.115	2.121.115
Saldo en Bancos	420.220	420.220
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	41.882.677	41.882.677

Pasivos Financieros - al 31/12/2018	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Bonos	53.494.336	56.385.913
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	29.736.332	29.736.332

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:

- Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar asociados a venta de energía, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Fair Value.
- El Valor Justo de los Bonos, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

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

18 Provisiones

18.1 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	546.122	466.671
Provisión por beneficios anuales	2.039.953	1.611.151
Totales	2.586.075	2.077.822

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	466.671	1.611.151	2.077.822
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	416.076	2.062.606	2.478.682
Provisión utilizada	(336.625)	(1.633.804)	(1.970.429)
Total movimientos en provisiones	79.451	428.802	508.253
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	546.122	2.039.953	2.586.075

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	420.909	1.481.647	1.902.556
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	217.900	1.566.630	1.784.530
Provisión utilizada	(172.138)	(1.437.126)	(1.609.264)
Total movimientos en provisiones	45.762	129.504	175.266
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	466.671	1.611.151	2.077.822

18.2 Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Provisiones	
	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	1.980.663	1.521.189
Totales	1.980.663	1.521.189

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2018	1.521.189
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.165.301
Provisión no utilizada	(134.195)
Incremento en provisiones existentes	(31.578)
Provisión utilizada	(540.054)
Total movimientos en provisiones	459.474
Saldo final al 31 de diciembre de 2018	1.980.663

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2017	470.096
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.006.055
Incremento en provisiones existentes	55.854
Provisión utilizada	(10.816)
Total movimientos en provisiones	1.051.093
Saldo final al 31 de diciembre de 2017	1.521.189

18.3 Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

Indemnización 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 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Indemnizaciones por años de servicio	3.352.416	2.960.508
Totales	3.352.416	2.960.508

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2018 y 2017, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2018	2.960.508
Costo por intereses	148.758
Costo del servicio del año	282.385
Pagos en el año	(85.523)
Variación actuarial por experiencia	46.288
Saldo al 31 de diciembre de 2018	3.352.416

Saldo inicial al 1 de enero de 2017	2.846.080
Costo por intereses	100.730
Costo del servicio del año	237.016
Pagos en el año	(333.240)
Variación actuarial por cambio tasa	(94.266)
Variación actuarial por experiencia	204.188
Saldo al 31 de diciembre de 2017	2.960.508

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

	31/12/2018	31/12/2017
Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	M\$	M\$
Costo por intereses	148.758	100.730
Costo del servicio del año	282.385	237.016
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	431.143	337.746
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	46.288	109.922
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	477.431	447.668

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2018.

Tasa de descuento (nominal)	5,16%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RVM 2014
Tasa de rotación	2,0%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

Al 31 de diciembre de 2018, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1% de 1% M\$	Incremento de 1% de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	373.012	(313.216)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 31 de diciembre de 2018, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1% de 1% M\$	Incremento de 1% de 1% M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(317.805)	372.076

18.4 Juicios y multas

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros, los juicios y multas más relevantes son los siguientes:

18.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad, son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
FRONTTEL	4° Juzgado Civil de Santiago	37020-2010	Indemnización de perjuicios (CELCO con FRONTTEL).	Casación	2.903.336
FRONTTEL	Primer Juzgado Civil de Temuco	5829-2013	Cobro de pesos (Fisco con FRONTTEL).	Causa archivada	23.258
FRONTTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	689-2013	Servidumbre (Leonelli con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	426.947
FRONTTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	688-2013	Servidumbre (Cortés con FRONTTEL).	Pendiente en segunda instancia	289.198
FRONTTEL	Primer Juzgado Civil de Osorno	2695-2013	Indemnización de perjuicios (Campos con FRONTTEL).	Causa archivada	27.566
FRONTTEL	Primer Juzgado de Letras de Angol	747-2013	Indemnización de perjuicios (Serv. Inmobiliaria con FRONTTEL).	Causa archivada	652.979
FRONTTEL	Juzgado Civil de Angol	C- 479-2014	Impugnación de tasación en indemnización de perjuicios (Sierra Nevada con FRONTTEL).	Causa archivada	64.891
FRONTTEL	Juzgado Letras de Sta. Bárbara	C-151-2014	Alzamiento de gravamen de hecho (Rikli con FRONTTEL).	Causa archivada	Indeterminado
FRONTTEL	Juzgado de Letras de Yungay	C-384-2016	Indemnización de perjuicios (Quintana con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	54.416
FRONTTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-1535-2016	Vergara Pamela con FRONTTEL (Indemnización de perjuicios/contractual).	Causa archivada	50.250
FRONTTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-3256-2016	Indemnización de perjuicios (Pincheira con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	27.566
FRONTTEL	Juzgado de Letras de Cafete	365-2016	Indemnización de perjuicios, Ley indígena (servidumbre) (López con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	90.400
FRONTTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	269-2017	Indemnización de perjuicios, Ley indígena (servidumbre) (Curaqueo con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	131.000
FRONTTEL	3° Juzgado Civil de Temuco	C-6743-2015	Indemnización de perjuicios incendio (Barriga con FRONTTEL).	Causa archivada	106.000
FRONTTEL	Juzgado de Policía Local de Lebu	C-115-2017	Indemnización de perjuicios tala de árboles (Arriagada con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	248.000
FRONTTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-852-2017	Indemnización de perjuicios incendio (Morales con FRONTTEL).	Archivada	35.000
FRONTTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2229-2017	Indemnización de perjuicios daños tala (Leonelli con FRONTTEL).	Pendiente segunda instancia	13.680
FRONTTEL	Juzgado de Letras de Santa Juana	C-30-2017	Indemnización perjuicios por responsabilidad extracontractual. Servidumbre. (Romero con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	95.000
FRONTTEL	Juzgado de Policía Local de Purén	20817-2017	Consumidor. Aumento Facturación (Lemanda con FRONTTEL).	Causa archivada	1.934
FRONTTEL	Juzgado de Policía Local de Lebu	57909-2017	Consumidor. Venta por menor (Painemil con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	1.104
FRONTTEL	Juzgado de Policía Local de Carahue	108230-2017	Consumidor. Calidad suministro (Mondaca con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	18.800
FRONTTEL	Juzgado de Policía Local de Carahue	33327-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Saez y otros con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	19.635
FRONTTEL	Juzgado de Letras y Garantía de Nacimiento	C-287-2016	Servidumbre (Gaete con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	10.000
FRONTTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5015-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales Agosto (CONADECUS con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	Juzgado Policía Local de Lautaro	51670-2018	Consumidor. Calidad Suministro. (Manriquez con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	1.950
FRONTTEL	Juzgado de Letras y Familia Nueva Imperial	C-8-2018	Indemnización perjuicios. Ley indígena (Neculman y otros con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	Juzgado de Letras y Familia Nueva Imperial	C-13-2018	Indemnización perjuicios. Ley indígena (Rapiman y otros con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	Juzgado de Letras y Familia Nueva Imperial	C-9-2018	Indemnización perjuicios. Ley Indígena (Martínez y otros con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	Juzgado de Letras de Nueva Imperial	C-115-2018	Indemnización perjuicios muerte animal (Millar con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	2.299
FRONTTEL	Juzgado Policía Local de Santa Bárbara	29 casos	Consumidor Temporales agosto 2017 (29 casos con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	93.100
FRONTTEL	Juzgado Policía Local de Lautaro	53.664-2018	Consumidor daños (Farias con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	2° Juzgado Letras de Osorno	C-1220-2018	Indemnización perjuicios tala arboles (Forestal Santa Rufina con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	21.244
FRONTTEL	Juzgado Policía Local Carahue	34447-2018	Consumidor quema equipo (Torres con FRONTTEL).	Acumulada causa 33.327 JPL Carahue	5.000
FRONTTEL	Juzgado de Letras y Garantía de Santa Bárbara	C-2-2018	Consumidores Colectiva Temporales agosto 2017 (Ortiz y otros con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	Juzgado Letras y Garantía de Mulchén	C-371-2017	Consumidor Colectiva Temporales agosto 2017 (Asociación Consumidores y Usuarios Bio Bio con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	1° Juzgado Civil Temuco	C-459-2018	Indemnización perjuicios Incendio (Navarrete con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	93.400
FRONTTEL	Juzgado Policía Local de Carahue	33.541-2017	Consumidor quema equipo (Cabeza y otros con FRONTTEL).	Archivada	8.207
FRONTTEL	1° Juzgado Civil Temuco	C-7021-2015	Indemnización Perjuicios (Cuminao y otros con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	43.000
FRONTTEL	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2228-2017	Demanda colectiva por Ley del consumidor. Temporales de junio (SERNAC con FRONTTEL). Pendiente primera instancia.	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	Juzgado Policía Local de Florida	966-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Paredes con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTTEL	1° Juzgado letras de Osorno	C-1772-2018	Indemnización perjuicios. Incendio/Las Totoritas. (Lavin con FRONTTEL).	Pendiente en primera instancia	440.779
FRONTTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-497-2017	Indemnización perjuicios. Muerte por electrocución (Acaña y otra con FRONTTEL).	Pendiente Primera instancia	400.000
FRONTTEL	Juzgado de letras y Garantía Curacautín	C-124-2018	Ley Indígena Restitución de terrenos e indemnización de perjuicios (Vielma y otros con FRONTTEL).	Pendiente primera instancia	60.000
FRONTTEL	3° Juzgado Civil de Temuco	C-4793-2018	Indemnización perjuicios daños predio tala (López con FRONTTEL).	Pendiente Primera instancia	47.000
FRONTTEL	2° Juzgado de Letras de Osorno	C-1409-2017	Indemnización perjuicios incendio 10.6.15 (Huichacura con FRONTTEL).	Pendiente Primera instancia	53.000
FRONTTEL	1° Juzgado Civil de Concepción	C-6160-2018	Hacienda. Reposición y construcción Rut O-390 La Florida (Fisco con FRONTTEL).	Pendiente Primera instancia	9.103
FRONTTEL	Juzgado Policía Local de Temuco	157.630-W	Consumidor. Suspensión suministro (Meneses con FRONTTEL).	Pendiente Primera instancia	81.200
FRONTTEL	1° Juzgado Civil de Concepción	C-6159-2019	Hacienda. Construcción y mejoramiento Curanilahue (Fisco con FRONTTEL).	Pendiente Primera instancia	5.623
FRONTTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00030-2017	Reclamación de Liquidación Tributaria (FRONTTEL con SII).	Recurso de Casación en la Corte Suprema, estado "en relación".	34.608

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ella. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes Estados Financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

18.4.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2018, las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
FRONTEL	Res. Ex. 1288 de fecha 11.09.2007	SEC	Información e instrucciones no cumplidas.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.704
FRONTEL	Res. Ex. 19.959 de fecha 14.08.2017	SEC	Temporales Junio 2017. Calidad de Servicio.	Pendiente Reclamo Ilegalidad	38.682

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

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

19. Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	13.398.585	10.449.676	-	-
Otras obras de terceros	2.248.718	2.238.403	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	15.667	15.667	254.584	270.251
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	23.070	21.315
Totales	15.662.970	12.703.746	277.654	291.566

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.15.2.

El detalle de los Ingresos Anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre 2018 y 2017, es el siguiente:

Cientes	Proyectos (*)	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	Fecha Liquidación
		M\$	M\$	M\$	M\$	
Eólica La Esperanza	Conexión y peaje Parque Eólico La Esperanza a Subestación Negrete	15.667	15.667	254.584	270.251	31/03/2036
Totales		15.667	15.667	254.584	270.251	

(*) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha de cada tramo.

20. Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la Sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2018 y al 31 de diciembre de 2017 el capital social de Frontel asciende a M\$133.737.399. El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas.

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

20.1.2 Dividendos

Con fecha 26 de abril de 2018 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0002805790452 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2017.

Lo anterior significó un pago total de M\$2.092.267 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 26 de mayo de 2018, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 27 de abril de 2017 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0005214822 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

Lo anterior significó un pago total de M\$3.888.672 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 27 de mayo de 2017, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

20.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de las sociedades que presentan diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	1.679	1.083
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	377	(1.055)
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	100	(145)
Totales	2.156	(117)

La reserva de conversión, proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de la asociada SGA y de STN (filial de la relacionada Saesa) y STC (filial de la relacionada STS) que tienen moneda funcional dólar.

20.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2018:

	Saldo al 01 de enero de 2018 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2018 M\$	Reservas de pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2018 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	(117)	2.273	-	2.156
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(265.900)	-	(33.826)	(299.726)
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y Sagesa	16	-	-	16
Efecto fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	8.011.148
Totales	12.322.453	2.273	(33.826)	12.290.900

Otras reservas varias por M\$4.577.306, está compuesta por M\$419.738, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero) y M\$4.157.568 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Los Lagos III se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente los montos a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

El efecto por fusión de M\$8.011.148 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$7.502.284. El saldo restante está formado por un monto de M\$508.864, que corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Frontel en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011. La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición. La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

Saldos al 31 de diciembre de 2017:

	Saldo al 01 de enero de 2017 M\$	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2017 M\$	Reservas de cobertura M\$	Reservas de pérdidas actuariales M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2017 M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	1.502	(1.619)	-	-	(117)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	(17)	-	17	-	-
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales	(187.551)	-	-	(78.349)	(265.900)
Otras reservas varias	4.577.306	-	-	-	4.577.306
Efecto fusión STS y Sagesa	16	-	-	-	16
Efecto fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	8.011.148
Totales	12.402.404	(1.619)	17	(78.349)	12.322.453

20.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2018 y 2017, son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2018:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2018	15.082.147	231.773	15.313.920
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	8.571.749	-	8.571.749
Provisión dividendo mínimo del año	(2.571.525)	-	(2.571.525)
Transferencia y otros cambios (*)	72.888	-	72.888
Saldo final al 31/12/2018	21.155.259	231.773	21.387.032

(*) Efecto producto de la aplicación de la NIIF 9 por la provisión de deterioro de acuerdo al modelo simplificado de pérdidas esperadas por M\$72.888 a la fecha de adopción de la norma (Ver Nota 2.23 a.1).

La utilidad distribuible del año 2018, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2018, esto es M\$8.571.749.

Saldos al 31 de diciembre de 2017:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$
Saldo Inicial al 01/01/2017	10.200.192	231.773	10.431.965
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	6.974.222	-	6.974.222
Provisión dividendo mínimo del año	(2.092.267)	-	(2.092.267)
Saldo final al 31/12/2017	15.082.147	231.773	15.313.920

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\$6.974.222.

20.2 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.

20.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus Accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 31.

21. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Venta de Energía	126.858.312	124.519.405
Distribución	118.223.986	117.811.882
Residencial	53.503.459	56.966.651
Comercial	26.643.216	21.564.606
Industrial	18.190.798	13.841.545
Otros	19.886.513	25.439.080
Transmisión	4.736.935	4.305.847
Generación y Comercialización	3.897.391	2.401.676
Otros ingresos	1.798.406	2.114.989
Apoyos	82.437	78.724
Arriendo medidores	318.701	365.682
Cargo por pago fuera de plazo	1.101.645	1.437.543
Otros	295.623	233.040
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	128.656.718	126.634.394

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	4.175.630	3.493.680
Venta de materiales y equipos	1.535.669	1.712.075
Arrendamientos	447.215	449.469
Intereses créditos y préstamos	163.769	185.595
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.956.164	5.352.864
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	549.167	409.668
Otros Ingresos	749.896	409.508
Total Otros ingresos, por naturaleza	13.577.510	12.012.859

A continuación se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de Energía Distribución	118.223.986	117.811.882
Transmisión	4.736.935	4.305.847
Generación y Comercialización	3.897.391	2.401.676
Otros ingresos	1.798.406	2.114.989
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	128.656.718	126.634.394
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total ingresos por actividades ordinarias	128.656.718	126.634.394

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	1.535.669	1.712.075
Arrendamientos	447.215	449.469
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	5.956.164	5.352.864
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	549.167	409.668
Otros Ingresos	749.896	409.508
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	9.238.111	8.333.584
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	4.175.630	3.493.680
Intereses créditos y préstamos	163.769	185.595
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	4.339.399	3.679.275
Total Otros ingresos, por naturaleza	13.577.510	12.012.859

22. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	77.677.705	80.147.096
Combustibles para generación y materiales	5.073.396	4.911.281
Totales	82.751.101	85.058.377

23. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	13.820.472	11.501.508
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.382.621	1.158.054
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	553.950	354.101
Activación costo de personal	(1.840.029)	(955.261)
Totales	13.917.014	12.058.402

24. Gastos por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Depreciaciones	7.465.269	7.183.059
Amortizaciones de Intangibles	9.018	21.640
Totales	7.474.287	7.204.699

25. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	10.326.957	9.764.044
Mantención medidores, ciclo comercial	4.410.241	4.016.554
Operación vehículos, viajes y viáticos	644.074	599.574
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	(59.378)	77.274
Provisiones y castigos	1.121.500	1.113.760
Gastos de administración	3.555.049	3.529.668
Egresos por construcción de obras a terceros	2.619.234	2.315.137
Otros gastos por naturaleza	1.145.313	811.244
Totales	23.762.990	22.227.255

26. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Resultado Financiero	31/12/2018	31/12/2017
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	177.354	166.122
Otros ingresos financieros	343.345	831.135
Total Ingresos Financieros	520.699	997.257
Gastos por préstamos bancarios	-	(425.776)
Gastos por bonos	(1.668.046)	(1.837.270)
Otros gastos financieros	(469.548)	(96.829)
Activación gastos financieros	181.072	58.348
Total Costos Financieros	(1.956.522)	(2.301.527)
Resultado por unidades de reajuste	(1.587.718)	(1.018.541)
Diferencias de cambio	(19.105)	5.991
Positivas	1.980	6.887
Negativas	(21.085)	(896)
Total Resultado Financiero	(3.042.646)	(2.316.820)

27. Información por Segmento

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

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

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

En virtud de lo anterior, la Sociedad no presenta separación por segmentos de negocio.

28. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2018 y 2017, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	15.039	12.024
Asesorías medioambientales	Costo	339	853
Gestión de residuos	Costo	771	2.652
Reforestaciones	Inversión	40.759	34.407
Otros gastos medioambientales	Costo	813	463
Proyectos de inversión	Inversión	50.451	98.234
Totales		108.172	148.633

No existen compromisos futuros que impliquen costos medioambientales significativos para la Sociedad.

29. Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2018 son las siguientes, según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos			Fecha de Liberación de Garantía		
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Valor de la Garantía M\$	2018 M\$	2019 M\$	2020 M\$
Gobierno Regional de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	7.531.351	3.669.884	1.217.327	2.644.140
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	10.016	10.016	-	-
Gobierno Regional del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	5.193.482	2.036.110	1.780.386	1.376.986
Ilustre Municipalidad de Cañete	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	620	620	-	-
Municipalidad de los Álamos	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	2.250	2.250	-	-
Municipalidad de Yumbel	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	Pesos	1.244	1.244	-	-
Director de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	1.516	1.516	-	-
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	17.394	6.202	11.192	-
Director Regional de Vialidad Región de la Araucanía	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	360.212	123.357	236.855	-
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	373.640	148.469	225.171	-
Ilustre Municipalidad de Lota	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	63.958	63.958	-	-
Transmisora Valle Allipén S.A.	Frontel	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	27.566	27.566	-	-
Totales					13.583.249	6.091.192	3.470.931	4.021.126

30. Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$3.259.947 (M\$1.176.422 en 2017).

31. Compromisos y Restricciones

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

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2018 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

Bono Serie C

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos períodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2018 este indicador es de 2,21.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2018 este indicador es de 13,48.

Al 31 de diciembre de 2018 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie G

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

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

la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas "Derivados de Cobertura" de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como "EBITDA ajustado consolidado" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por "Inflación Acumulada" la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2018 este indicador es de 2,21.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como "Gastos Financieros Netos" la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la "inflación acumulada". Al 31 de diciembre de 2018 este indicador es de 13,48.

Al 31 de diciembre de 2018 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Razón de endeudamiento máximo: 1,25. Se entenderá como "Endeudamiento" la razón entre Pasivo Exigible sobre Patrimonio. Asimismo, se entenderá por "Pasivo Exigible" la suma de las partidas Total Pasivos Corrientes más Total Pasivos No Corrientes más boletas de garantía exceptuando las boletas del Fondo Nacional de Desarrollo Regional que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Activos Financieros que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor. Para estos efectos Patrimonio será equivalente a la cuenta Total Patrimonio de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2018 este indicador es de 0,85.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. En el año calendario 2016-2017, entre los 12 meses móviles enero 2017-diciembre 2017, la Sociedad distribuyó 944 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad ha distribuido 967 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2018 - diciembre 2018). Adicionalmente, en 2018 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre 2018, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

32. Sociedades Asociadas

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

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2018	Saldo al 01/01/2018 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31/12/2018 M\$	Utilidad no realizada 31/12/2018 M\$	Total 31/12/2018 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	148.837	16.778	(15.393)	1.644	151.866	-	151.866
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10%	17.111	2.194	(2.737)	4	16.572	-	16.572
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10%	4.728	632	(1.124)	596	4.832	-	4.832
Totales			170.676	19.604	(19.254)	2.244	173.270	-	173.270

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación 31/12/2017	Saldo al 01/01/2017 M\$	Resultado del ejercicio M\$	Dividendos M\$	Reserva patrimonio M\$	Subtotal 31/12/2017 M\$	Utilidad no realizada 31/12/2017 M\$	Total 31/12/2017 M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	150.098	14.799	(14.893)	(1.167)	148.837	-	148.837
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10%	16.589	2.968	(2.450)	4	17.111	-	17.111
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10%	5.597	1.454	(1.829)	(494)	4.728	-	4.728
Totales			172.284	19.221	(19.172)	(1.657)	170.676	-	170.676

33. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2018
			Más de 90 días			Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años		
			Hasta 90 días	hasta 1 año							
			M\$	M\$							
Chile	UF	2,50%	-	10.915.047	10.915.047	10.658.213	5.232.786	-	-	-	15.890.999
Chile	UF	3,20%	437.579	437.579	875.158	875.159	875.159	875.159	875.159	32.597.950	36.098.586
Totales			437.579	11.352.626	11.790.205	11.533.372	6.107.945	875.159	875.159	32.597.950	51.989.585

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente									
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años			Más de 5 años	al 31/12/2017			
			Más de 90 días			Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años						
			Hasta 90 días	hasta 1 año						hasta 2 años			hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años
Chile	UF	2,50%	-	10.860.768	10.860.768	10.611.086	10.361.405	5.087.072	-	-	26.059.563				
Chile	UF	3,20%	425.394	425.394	850.788	850.788	850.788	850.788	850.788	33.391.740	36.794.892				
Totales			425.394	11.286.162	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	33.391.740	62.854.455				

- Individualización de bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años al 31/12/2018	
								Más de 90 días			Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
								Hasta 90 días	hasta 1 año							
																M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE C/N°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	10.915.047	10.915.047	10.658.213	5.232.786	-	-	-	15.890.999
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	BONO SERIE G/N°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	437.579	437.579	875.158	875.159	875.159	875.159	875.159	32.597.950	36.098.586
Totales								437.579	11.352.626	11.790.205	11.533.372	6.107.945	875.159	875.159	32.597.950	51.989.585

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Intéres Efectiva	Tasa de Intéres Nominal	Corriente			No Corriente						
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2017	
								Más de 90 días			Más de 1 año	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años			
								Hasta 90 días	hasta 1 año		al 31/12/2017	hasta 2 años	hasta 3 años	hasta 4 años			hasta 5 años
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE CN°662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	10.860.768	10.860.768	10.611.086	10.361.405	5.087.072	-	-	26.059.563	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE GN°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	425.394	425.394	850.788	850.788	850.788	850.788	850.788	33.391.740	36.794.892	
Totales								425.394	11.286.162	11.711.556	11.461.874	11.212.193	5.937.860	850.788	33.391.740	62.854.455	

34. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2018 M\$	31/12/2017 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	2.121	149
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	498.359	466.905
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	229	397
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			500.709	467.451
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	2.454.600	2.669.125
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			2.454.600	2.669.125
TOTAL ACTIVOS			2.955.309	3.136.576
PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	10.636.767	10.372.313
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	7.967.844	3.994
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			18.604.611	10.376.307
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	42.857.569	51.694.794
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			42.857.569	51.694.794
TOTAL PASIVOS			61.462.180	62.071.101

35. Sanciones

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2018, no se han aplicado sanciones a la Sociedad, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores Seguros.

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2017, la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores y Seguros en su Resolución Exenta N° 1.080 de fecha 9 de marzo de 2017, aplicó Sanción de Censura a la Sociedad por envío fuera de plazo de la lista de accionistas según lo requiere la Sección III de la Circular N° 1.481 de 2000. La Sociedad no presentó reclamación judicial.

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a la Sociedad, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 18.4.2 Multas.

36. Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2019 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.