



Reporte Anual 2020



Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	3
IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD	6
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD	7
ESTRUCTURA DE PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	14
ADMINISTRACIÓN	17
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	19
MARCHA DE LA EMPRESA	20
ELECTRIFICACIÓN RURAL	28
LÍNEA DE TIEMPO	33
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	35
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	44
FACTORES DE RIESGO	50
GESTIÓN FINANCIERA	55
HECHOS RELEVANTES	59
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	61
ESTADOS FINANCIEROS	62



CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Si nos hubieran contado hace un tiempo lo que nos tocaría atravesar durante el año 2020, es posible que no lo hubiésemos creído. En medio de una crisis social e institucional de gran magnitud, nos vimos inmersos en una pandemia de carácter mundial sin precedentes, que ha llevado consigo innumerables vidas y, a su paso, la forma en que estábamos acostumbrados a vivir. Todavía no es posible dimensionar todo lo que el Covid-19 y sus efectos significará, porque aún nos encontramos luchando contra este peligro, tan cierto y cercano que amenaza a la humanidad completa sin distinción.

Nuestra empresa, como muchas otras, se vio enfrentada a desafíos casi imposibles de sobrellevar y lo primero que debo decir es lo inmensamente orgullosos que estamos de todos y cada uno de nuestros colaboradores que, en medio de la tormenta, dieron lo mejor de sí con una entrega impresionante. Y es así como cerramos este año, agradeciendo profunda y sinceramente a cada uno de nuestros más de 1.500 trabajadores y de 4.500 contratistas y sus familias.

Somos un servicio público y, como tal, nos toca ponernos a disposición de la comunidad para asegurar que, a pesar de todo lo que sucediera, podían confiar en la estabilidad no sólo del suministro de electricidad, sino que de todos los servicios que proporcionamos a los clientes. Y así lo hicimos. Pero también, somos responsables por la salud e integridad física de todos nuestros colaboradores, quienes son parte de nuestra familia. Conciliar ambas cosas fue una tarea titánica, pero podemos afirmar que lo logramos con creces. Durante 2020, tuvimos excelentes índices en calidad de suministro y, si bien hubo contagios entre nuestros trabajadores y contratistas, el porcentaje de incidencia ha sido menor y no debemos lamentar ningún desenlace fatal.

En terreno, tomamos todas las medidas posibles para garantizar la seguridad de nuestros colaboradores y clientes, en las oficinas, priorizamos el teletrabajo, implementando un sistema que dio excelentes resultados, principalmente gracias al incondicional compromiso de nuestros trabajadores.

Vimos a padres y madres hacer malabares al convertirse en cuidadores, profesores y tutores de sus hijos, mientras lograban cumplir con su trabajo de manera irrestricta. Vimos a nuestros más antiguos colaboradores subirse al mundo de la tecnología con la mejor disposición. Vimos enormes actos de empatía y colaboración entre los nuestros. Y es así como un escenario tan atemorizante y desconocido, a su vez resaltó lo mejor de nuestros valores y principios como compañía.

En el marco de esta crisis, que no sólo afectó a la salud y las instituciones relacionadas a la misma, sino que a toda la economía tanto de nuestro país como mundial, las distribuidoras de energía eléctrica debieron ponerse al frente en el apoyo de las personas más vulnerables de nuestro país, asegurándoles que sin importar las dificultades que sus familias enfrentaran, tendrían asegurado el suministro de energía eléctrica. Es así como, primero de manera voluntaria y luego recogido por la denominada ley de servicios básicos, se eliminaron los cortes de suministro por no pago y se otorgaron enormes facilidades a los clientes vulnerables de nuestro país.

En el mundo regulatorio, en diciembre del año 2019 se dictó la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica. Esta ley modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo, entre otras cosas, que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica. Lo anterior implicó que, durante todo el año 2020, nuestras empresas se prepararan para este enorme cambio, que modifica por completo el modo de hacer negocios. Si bien ya hemos efectuado los principales cambios para lo anterior, como separar la totalidad de los activos y proyectos de transmisión de las distribuidoras, durante 2021 nos esperan nuevas reestructuraciones e implementaciones para dar cabal cumplimiento a esta normativa.





El año se ha caracterizado porque, a pesar de las dificultades que lo marcaron, hemos obtenido importantes logros y reconocimientos que nos llenan de orgullo.

La marcada mejoría en calidad de servicio, impulsada por fuertes inversiones en equipamiento, tecnología e innovación, nos pone a la delantera de una nueva manera de llevar adelante el negocio eléctrico, de la mano de una serie de nuevas herramientas que nos permiten estar cada vez más cerca de cada uno de nuestros clientes, aun cuando las distancias físicas sean muy grandes en nuestra zona de concesión.

Podemos afirmar que todos estos avances, así como el desarrollo de cada uno de nuestros proyectos, se posicionan dentro de ambiciosas políticas de desarrollo sustentable no sólo desde el punto de vista medioambiental y regulatorio, sino que socialmente responsable y de la mano con nuestra comunidad.

En el mundo de la familia Saesa logramos, por segundo año consecutivo, el segundo lugar nacional entre las mejores empresas para trabajar en Chile, ranking "Great Place to Work", reconociendo así un trabajo que hemos realizado durante años en conjunto con nuestros trabajadores por convertir nuestra empresa en un lugar que acoja y haga crecer profesionalmente a todos quienes en ella participan, logrando conseguir la difícil tarea de congeniar eficiencia con flexibilidad laboral.

También debemos destacar que, por segundo año consecutivo, Grupo Saesa recibió el Reconocimiento FGE (Fundación Generación Empresarial) al Compromiso con la Integridad 2020, esta vez, como empresa destacada en la categoría "Trayectoria". Este galardón nos fue entregado por el trabajo sistemático que Grupo Saesa ha venido desarrollando para promover una cultura de integridad y buenas prácticas corporativas al interior de la organización.

En cuanto a los resultados financieros, es destacable que a pesar de la dureza de este año, hayamos logrado un EBITDA de \$131.453 millones, lo que es un 0,59% superior al del año inmediatamente anterior.

Respecto de las inversiones, estas reflejan la confianza y compromiso de nuestros accionistas, quienes respaldan un desarrollo eficiente y sustentable en nuestro país, ascendiendo a \$169.091 millones.

No cabe duda de que los desafíos continúan. Si bien hay diversas vacunas que se vislumbran esperanzadoras en el horizonte, también es cierto que falta mucho tiempo aún para que podamos retomar aquello que conocíamos como normalidad y, aún más, para lograr recuperar muchos ámbitos de nuestra vida y sociedad, así como nuestra economía, que se han visto seriamente dañados. Pero, tal como lo hemos hecho juntos hasta ahora, sé que saldremos adelante y fortalecidos de esta crisis, con el apoyo y compromiso constante de nuestros accionistas, nuestros clientes y proveedores y, sobre todo, cada uno de los colaboradores y sus familias.

Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

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 dos años 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 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

El año 2022 Grupo Saesa deberá tener un cambio disruptivo en todos los ámbitos de su negocio. La empresa deberá implementar exitosamente sus proyectos de inversión y redefinir su relación con el cliente. Se deberá asegurar un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. La compañía deberá además 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 Inversionista +56 64 238 5400

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

Constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la notaria de Santiago de Don Raúl Undurraga Laso. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156 N°17956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con Fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura Pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la notaria de Santiago de Don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la sociedad a una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356 N°26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2008 y publicado en el Diario Oficial con Fecha 22 de agosto de 2008.

2020 2019

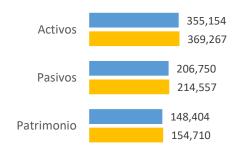


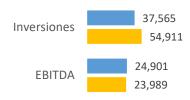
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

ANTECEDENTES FINANCIEROS (En MM\$)

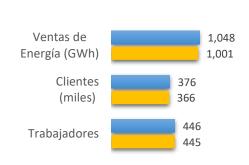
■ 2020 ■ 2019

Ingresos 175,717 167,536 Margen Bruto 72,668 67,299 Ganancia 11,578 10,944





ANTECEDENTES OPERACIONALES





Nota: Al cierre 2020 las líneas de AT, y los MVA (AT/MT) fueron traspasados a la nueva Frontel Transmisión S.A.

395

Instalados

(MT/BT)

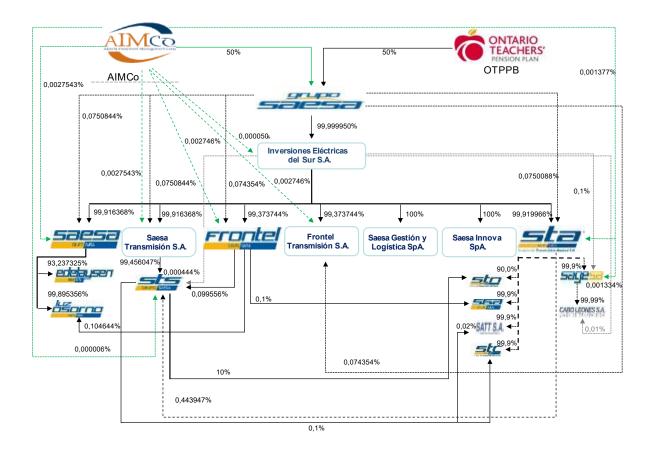
CLASIFICACIÓN DE RIESGO

	Bonos	Clasificadoras		
Frontel	AA+	ICR RUT: 76.188.980-k	FELLER RUT: 79.844.680-0	



ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

La estructura de propiedad al 31 de diciembre de 2020 es la siguiente:



De acuerdo a lo definido en el Titulo XV de la Ley N°18.045, el controlador de Frontel, Inversiones Eléctricas del Sur S.A., posee un 99,373744% 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 2020, el número de accionistas de Frontel alcanzo los 186, siendo los doce mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	305.439.660	7.409.954.230.822	7.410.259.670.482	99,373744%
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%
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%
Sucesión Graciela Pendola Villouta	12.260	367.773.562	367.785.822	0,004932%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	8.566	256.972.510	256.981.076	0,003446%
Otros Accionistas	204.828.826	1.804.919.481	2.009.748.307	0,026951%
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 N°18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

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

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

La Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos estableció que las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica se sujetarán a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y, además, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

De conformidad a lo anterior, las distribuidoras de energía eléctrica pertenecientes a Grupo Saesa sólo podrán celebrar operaciones entre partes relacionadas de conformidad a las disposiciones de dicho Título, a partir del 1 de enero de 2021.

Para estos efectos, el Directorio de dicha sociedad adoptó, con fecha 16 de diciembre de 2020, una Política General de Habitualidad, la cual tiene por objeto determinar las operaciones habituales de las distribuidoras que, siendo ordinarias o recurrentes en consideración a su giro social, podrán efectuarse, ejecutarse y/o celebrarse con partes relacionadas sin cumplir con las formalidades y procedimientos establecidos en el artículo 147 de la Ley sobre Sociedades Anónimas.





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 sus 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 un Programa 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, que establece la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Este Modelo tuvo por finalidad, en sus inicios, prevenir la comisión de los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y cohecho a funcionario público nacional y extranjero.

Posteriormente, en el año 2016 se dictó la Ley N°20.931, conocida como Ley de Agenda Corta Antidelincuencia, que incluyó la receptación en el catálogo de delitos de la Ley N°20.393, cuestión que derivó en la necesidad de actualizar por primera vez el Modelo.

El 20 de noviembre de 2018 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°21.121 que aumenta las penas de delitos asociados a la corrupción y modifica de manera sustancial el estatuto de responsabilidad penal de las personas jurídicas contenido en la Ley N°20.393 al incorporar cuatro nuevos delitos: administración desleal, corrupción entre particulares, negociación incompatible y apropiación indebida.

Asimismo, mediante la Ley N°21.132, de 31 de enero de 2019, que moderniza y fortalece el ejercicio de la función pública del Servicio Nacional de Pesca, se incluyeron cuatro nuevos delitos, entre los cuales se encuentra el de contaminación de aguas.

Estas modificaciones significaron un arduo trabajo de actualización del Modelo de Prevención de Delitos y sus políticas asociadas, labor que se llevó a cabo durante el año 2019 y parte de 2020. El proceso incluyó, entre otros aspectos, el levantamiento de matrices de riesgos relacionados con los nuevos delitos introducidos al catálogo, sus controles vigentes y los planes de acción necesarios para mitigar los riesgos legales a los que Grupo Saesa pudiera estar expuesto. Del mismo modo, se modificaron las cláusulas de responsabilidad penal que habitualmente se insertan en los contratos de trabajadores, contratistas y proveedores de la Sociedad, así como el capítulo que sobre la materia se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas del Grupo Saesa.

Cabe destacar, que dada la envergadura de las modificaciones legales, para llevar a cabo esta tarea de actualización del Modelo de Prevención, la sociedad solicitó el apoyo y asesoría de consultores expertos en la materia.

En 2020, la pandemia generada por el virus Covid-19 desencadenó, una vez más, la necesaria revisión del Modelo para incorporar dos nuevos ilícitos introducidos por el Código Penal (artículo 318 ter) y por la Ley N°21.227 que faculta el acceso a prestaciones del seguro de desempleo de la Ley N°19.728, en circunstancias excepcionales, comúnmente conocida como Ley de Protección al Empleo. A esto debe sumarse la adopción de una serie de medidas preventivas que aseguran que la Sociedad se adecúa efectivamente al nuevo escenario social, jurídico y sanitario que vive el país, manteniendo siempre su estándar de integridad.



A la cabeza del Modelo se encuentra el Encargado de Prevención de Delitos, quien ha sido especialmente designado para estos efectos por el Directorio de las empresas que integran el Grupo Saesa. El Encargado es autónomo respecto de la administración, cuenta con los recursos económicos y medios materiales suficientes para su desempeño y reporta, al menos semestralmente, al Directorio respecto del estado del Modelo de Prevención de Delitos.

Desde la implementación del referido Modelo, la Sociedad se ha preocupado de capacitar a su personal interno y también a los trabajadores de sus empresas contratistas, tanto en la modalidad presencial como e-learning, ésta última fuertemente robustecida durante el año 2020 dada la situación de pandemia. En dichas capacitaciones se abordan tanto los conceptos establecidos en las Normas de Integridad así como los alcances de la Ley N°20.393.

Con el propósito de asegurar que el Modelo de Prevención de Delitos cumpla cabalmente con las exigencias impuestas por la ley y garantizar así su plena eficacia, la Sociedad ha obtenido anualmente su certificación desde el año 2014. Sin embargo, se destaca que durante el año 2020 las empresas que componen a la Sociedad obtuvieron, por primera vez, la certificación del Modelo por un periodo de 2 años.

Complementariamente, a partir del año 2017, la función de Compliance ha monitoreado el cumplimiento del referido Modelo de Prevención de Delitos, además de dictar normas y procedimientos de carácter interno, enmarcados en el Programa de Compliance, que han venido a robustecerlo.

En efecto, el Grupo Saesa cuenta hoy con un Modelo de Prevención de Delitos sólido y eficaz, que cumple cabalmente con cada una de las exigencias impuestas por la ley, lo que asegura un control adecuado para prevenir conductas ilícitas al interior de la Sociedad, permitiendo que la integridad se siga manteniendo como uno de los cimientos del trabajo diario que en ella se realiza.

COMPLIANCE

En el año 2017, el Grupo Saesa comenzó la implementación de un Programa de Compliance, el cual reúne un conjunto de políticas, procedimientos, acciones e iniciativas de gestión organizacional cuyo fin es la implementación de buenas prácticas que permitan dar cumplimiento a las leyes vigentes y a los principios éticos y de integridad que promueve la Sociedad, y que posibiliten reducir el riesgo de la comisión de hechos que pudiesen configurar actos de incumplimiento normativo.

Para el Grupo Saesa, "compliance" es mucho más que el cumplimiento de normas y estándares. Implica la creación de una cultura de integridad y ética corporativa que guía el comportamiento y la toma de decisiones de todos los trabajadores de la organización, otorgándole un sello distintivo en la manera de enfrentar sus lineamientos y objetivos estratégicos de cara a todos sus *stakeholders*.

En esa línea, el Grupo Saesa realizó transformaciones dentro de su organigrama y sus procesos, de manera de enfocar todas sus acciones en un marco ético común, que está definido de acuerdo con ciertos principios básicos, particularmente aquellos plasmados en las Normas de Integridad, documento que, por cierto, también vivió un proceso de actualización muy detallado durante el presente año a fin de adecuarse a las nuevas exigencias sociales y jurídicas.

De esta forma, la creación orgánica y funcional del Área de Cumplimiento en 2017, bajo los parámetros y lineamientos de la Alta Dirección, lidera hoy un sistema de gestión que busca ser el motor de cambio para la implementación de buenas prácticas en todos los ámbitos en que el tratamiento eficiente de riesgos así lo aconseje.

Los pilares básicos del Programa de Compliance son, por un lado, el liderazgo interno que apunte a fortalecer una cultura de valores y promueva el buen gobierno corporativo, la transparencia y la integridad y, por el otro, un



enfoque basado en el análisis y gestión de riesgos que apunte a detectar dónde están las vulnerabilidades y las acciones a implementar para prevenirlas y/o remediarlas.

Adicionalmente, dentro de los lineamientos y principios de la compañía se encuentra el respetar las reglas para el correcto funcionamiento del mercado, prohibiendo cualquier actuación que conlleve un impedimento, restricción o entorpecimiento de la libre competencia o tienda a producir dichos efectos. El Grupo Saesa rechaza categóricamente todas las prácticas de competencia desleal y cualquier acto, hecho o convención que vulnere las leyes aplicables o la regulación interna, tal y como lo establece el Manual de Cumplimiento de la Normativa de Defensa de la Libre Competencia publicado en el año 2017.

El Programa de Compliance dispone de un diseño integral, que incluye el levantamiento de riesgos, su gestión, monitoreo y reporte y planes anuales de capacitación y difusión creados para fomentar y reforzar las conductas de cumplimiento en materias declaradas como prioritarias según el alcance establecido en la Política Compliance. Los elementos de este programa dan cuenta del compromiso organizacional para sentar las bases de un sistema de gestión eficiente y de mejora continua, que comprometa a toda la organización en el fortalecimiento de una cultura de cumplimiento, transparencia, integridad y respeto de los estándares éticos que el Grupo Saesa promueve.

En consonancia con lo anterior, Grupo Saesa decidió aplicar, por tercer año consecutivo, el Barómetro de Valores y Ética Empresarial (BVEE), gestionado por Fundación Generación Empresarial. El objetivo de la encuesta aplicada fue medir la percepción que los colaboradores de la Sociedad tienen sobre el estado de la cultura ética y de cumplimiento corporativo, distinguiendo las respuestas según niveles jerárquicos.

Los excelentes resultados obtenidos en el Barómetro, fruto del trabajo diario y mancomunado en la gestión de la ética corporativa, hicieron a Grupo Saesa merecedor de la distinción máxima otorgada entre las 54 entidades que se sometieron a la evaluación, al recibir, por segundo año consecutivo, el "Reconocimiento Generación Empresarial al Compromiso con la Integridad 2020", esta vez, como empresa destacada en la categoría Trayectoria. Este galardón reconoce el trabajo sistemático que año tras año Grupo Saesa ha venido realizando para promover y difundir la integridad y las buenas prácticas corporativas al interior de la organización.



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	1	1	2
Entre 41 y 50 años	1	1	2
Entre 51 y 60 años	2	-	2
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	1	-	1
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	1	1	2
Entre 3 y 6 años	1	-	1
Entre 6 y 9 años	2	-	2
Entre 9 y 12 años	2	1	3
Mayor a 12 años	-	-	-
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	3	-	3
EXTRANJERA	3	2	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	-	-	-
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	-		-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	-	-	-
Entre 3 y 6 años	-	-	-
Entre 6 y 9 años	-	-	-
Entre 9 y 12 años	3	1	4
Mayor a 12 años	4	-	4
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	167	42	209
Entre 41 y 50 años	106	30	136
Entre 51 y 60 años	24	6	30
Entre 61 y 70 años	5	1	6
Mayor a 70 años	-	1	1
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	111	12	123
Entre 3 y 6 años	59	15	74
Entre 6 y 9 años	59	9	68
Entre 9 y 12 años	21	18	39
Mayor a 12 años	103	31	134
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	349	84	433
EXTRANJERA	4	1	5

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECT	ORIO	GERENO	CIAS	ORGANI	ZACIÓN	тот	AL	REPRESENT	ATIVIDAD
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	51	5	51	5	11,2%	1,1%
Entre 30 y 40 años	1	1	2	-	167	42	170	43	37,4%	9,5%
Entre 41 y 50 años	1	1	4	1	106	30	111	32	24,4%	7,0%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	24	6	26	6	5,7%	1,3%
Entre 61 y 70 años	1	-	1	-	5	1	7	1	1,5%	0,2%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	1	1	1	0,2%	0,2%
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	-	-	111	12	112	13	24,7%	2,9%
Entre 3 y 6 años	1	-	-	-	59	15	60	15	13,2%	3,3%
Entre 6 y 9 años	2	_	_	_	59	9	61	9	13,4%	2,0%
					55	7	01	,	13,470	_,0,0
Entre 9 y 12 años	2	1	3	1	21	18	26	20	5,7%	4,4%
Entre 9 y 12 años Mayor a 12 años	2	1	3 4	1		_		_		,
•	2 - HOMBRES	1 - MUJERES		1 - MUJERES	21	18	26	20	5,7%	4,4%
Mayor a 12 años	-	-	4	-	21 103	18 31	26 107	20 31	5,7% 23,6%	4,4% 6,8%
Mayor a 12 años NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	4 HOMBRES	MUJERES	21 103 HOMBRES	18 31 MUJERES	26 107 HOMBRES	20 31 MUJERES	5,7% 23,6% HOMBRES	4,4% 6,8% MUJERES

80,6% 19,4% 454

^{*}Incluye Directorio



BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	99%	100%	1%
Encargado de Unidad	94%	100%	6%
Jefes de Área	104%	100%	-4%
Linieros	0%	100%	100%
Profesionales	86%	100%	14%
Supervisores	0%	100%	100%
Técnicos	97%	100%	3%



DIRECTORIO

En el año 2020 el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A y sus empresas Filiales se compone de 8 integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

Durante 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 último nombramiento: 30-04-2020



VICEPRESIDENTE

Iván Díaz-Molina Ingeniero Civil Rut 14.655.033-9 Fecha último nombramiento: 30-04-2020



DIRECTOR TITULAR

Juan Ignacio Parot Ingeniero Civil Industrial Rut 7.011.905-6 Fecha último nombramiento: 30-04-2020



DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín Abogado Rut 4.556.889-K Fecha último nombramiento: 30-04-2020



DIRECTOR TITULAR

Jon Reay Administrador de Inversiones Extranjero Fecha último nombramiento: 14-10-2020



DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell Ingeniero Comercial Extranjera Fecha último nombramiento: 30-04-2020



DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell Ingeniero Bachiller en Ciencias Extranjero Fecha último nombramiento: 30-04-2020



DIRECTOR TITULAR

Ashley Munroe Ingeniero Civil Extranjera Fecha último nombramiento: 30-04-2020



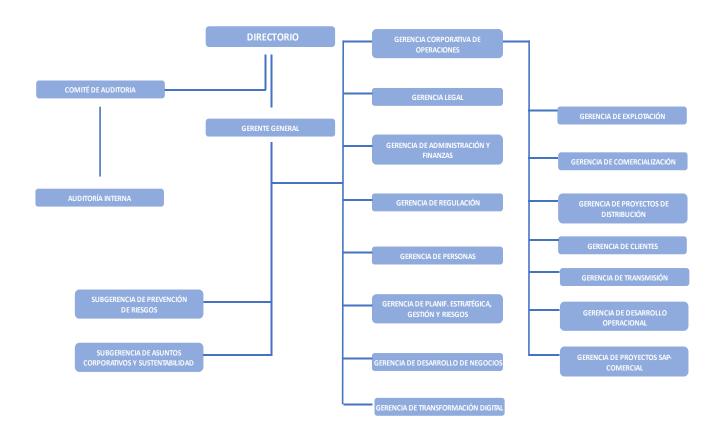
ADMINISTRACIÓN

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6
Gerente General	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	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5
Finanzas	Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K
Gerente Legal	Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente de Proyecto SAP Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8
Gerente de Proyecto SAP Comercial	Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Gerente de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7
Gerente de Comercialización	Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Cananta da Buarrastas da Bistuibrasión	Paolo Rodríguez Pinochet /Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1
Gerente de Proyectos de Distribución	Fecha nombramiento 1 de diciembre de 2018
Country de Branda (for	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4
Gerente de Regulación	Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4
Gerente de Personas	Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial/RUT 7.667.414-0
Gerente de Desarrollo de Negocios	Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de Planificación Estratégica,	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial / 12.752.648-6
Gestión y Riesgos	Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico / RUT 11.364.868-6
Gerente de Transmisión	Fecha nombramiento 17 de diciembre de 2018
	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5
Gerente de Desarrollo Operacional	Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
	Patricio Velásquez Soto /Ingeniero en Prevención de Riesgos / RUT 12.540.271-2
Subgerente de Prevención de Riesgos	Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7
Director de Auditoría Interna	Fecha nombramiento 1 de octubre de 2013
	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista/ RUT 11.694.983-0
Subgerente de Regulación	Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
	Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6
Gerente de Clientes	Fecha nombramiento 1 de abril de 2018
	Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4
Gerente de Explotación	Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Subgerente Asuntos Corporativos y	Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial / RUT 12.421.730-k
Sustentabilidad	Fecha nombramiento 1 de abril de 2016
	Cristian Alfredo Mezzano Frias / Ingeniero en Ejecución / RUT 13.257.722-6
Gerente de Transformación Digital	Fecha nombramiento 6 de enero de 2020
Gerente Tecnología de la	Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática / RUT 13.257.722-6
Gerente Tecnologia de la Información	Fecha nombramiento 23 de marzo de 2020



ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones tanto en la matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A como en sus filiales, con la sola excepción de Línea de Transmisión Cabo Leones S.A., cuyo directorio está compuesto por 3 integrantes y las sociedades recientemente constituidas Saesa Innova SpA. y Saesa Gestión y Logística SpA., que son sociedades por acciones cuyos estatutos no contemplan la existencia de Directorio.





MARCHA DE LA EMPRESA

Durante el año 2020 Frontel presentó una notable mejora en los índices de calidad de servicio, disminuyendo radicalmente los cortes de suministro de energía y su duración. Lo anterior, consecuencia de un potente plan de inversiones implementado durante los últimos años, focalizado en instalaciones y tecnología, destinado a la completa modernización de las redes de distribución.

Uno de los principales focos de estas modernizaciones ha estado en la automatización de equipos y la incorporación de tecnologías que permiten la operación de redes eléctricas a distancia, a través de centros de control. Mediante ello, se logra dividir la red y, frente a una determinada falla, efectuar interconexiones y lograr disminuir la zona y cantidad de clientes afectados por la misma, aún antes de que la brigada correspondiente llegue al lugar.

En una red que supera los 60.000 kilómetros de extensión, en el año 2010 existían sólo 500 equipos de maniobra automática, equivalente a un 22% del total de equipamiento. Al día de hoy, se han instalado más de 5.600, lo que aumenta notablemente la confiabilidad del sistema. Se espera que a fines del año 2021, la totalidad de la red se encuentre automatizada.

Los parámetros de evaluación de calidad de servicio medidas por la autoridad se refieren al promedio de horas en las que un cliente permanece sin suministro durante un año, por responsabilidad de la distribuidora correspondiente. Para el caso de Frontel, este parámetro disminuyó de 51 a 16 horas entre el año 2017 y el año 2020. A su vez, en el caso de Saesa la disminución fue de 19 a 10 horas en el mismo periodo.

A su vez, para hacer frente a las fallas que afectan los sistemas de transmisión, ajenos a nuestras distribuidoras, se construyó generación de respaldo que permita restituir temporalmente el servicio. Esto se ha implementado en 36 comunas, en las cuales interrupciones que podrían haber durado varias horas no tardan más de 20 minutos en ser solucionadas.

Adicionalmente, desde abril de 2020 se incluyó un indicador relativo a la flexibilidad operacional de la red de distribución, que mide la cantidad de clientes cuyo suministro es recuperado antes de media hora, tratándose de fallas que afectan a más de 1.000 clientes. La velocidad de los avances y mejoras tecnológicas se pone de manifiesto al ver que comenzamos con un 55% de recuperación y las últimas mediciones han subido a un 83%.

La búsqueda e implementación de soluciones tecnológicas e innovación que permitan mejorar la calidad de suministro es constante y parte de nuestro compromiso con los clientes. Por ello, se seguirá trabajando en la automatización y digitalización de las redes eléctricas, así como la búsqueda de soluciones que nos permitan llegar con suministro eléctrico a las zonas más aisladas de nuestro país.

SUSTENTABILIDAD

Ya nadie duda que el rol de las empresas ha dejado de ser sólo el de un motor para el desarrollo económico, sino que existe una responsabilidad de las mismas con su entorno y su comunidad, debiendo llevar adelante sus actividades de modo sustentable. Es así como en Grupo SAESA la sustentabilidad no sólo es un valor fundamental, sino que un prisma bajo el cual debemos analizar cada una de nuestras actividades.

Este modo de llevar adelante nuestra actividad, que comenzó con pequeñas iniciativas desde hace ya muchos años, ha llegado a un punto de madurez tal, que nos permite cumplir con estándares y parámetros de nivel



mundial. Es así como durante el año 2020 Grupo Saesa emitió su primer reporte de sustentabilidad, elaborado bajo la metodología GRI (*Global Reporting Initiative*).

Este reporte proporciona información clara y verídica sobre los impactos de nuestra compañía y cómo es que la sustentabilidad debe integrarse transversalmente en toda la organización. En él se incluye información sobre actividades, objetivos y resultados en materia social, ambiental y económica.

Nuestra estrategia en materia de sustentabilidad se sostiene en 3 pilares fundamentales: operación responsable, entregando energía con los más altos estándares de la industria; sintonía con el entorno, en virtud del cual la actividad se desarrolla cuidando la relación y en sincronía con la comunidad y amplificación energética, que busca proveer de alternativas y soluciones sustentables tales como el recambio energético y el acceso de zonas aisladas a la electricidad mediante el uso de las nuevas tecnologías.

PROGRAMAS COMUNIDAD

Durante la crisis sanitaria provocada por el COVID-19, muchos de nuestros programas con la comunidad debieron reinventarse para continuar durante la pandemia y, a la vez, debimos incorporar nuevas acciones de carácter social, de cara con la dura realidad que nuestra comunidad ha debido enfrentar.

Mantuvimos el foco en la educación mediante el programa "Liceos Eléctricos" que consiste en proveer formación a estudiantes de tercer y cuarto año medio de liceos técnico profesionales. En una modalidad virtual, se logró la participación de cerca 200 estudiantes, en materias relacionadas a la prevención de riesgos y seguridad, norma técnica, medición inteligente, escuelas de linieros, entre otros. Además, se construyeron 2 patios de entrenamiento en los liceos de Los Álamos y Panguipulli.

Del mismo modo, el programa "Somos Vecinos", que busca generar puntos de encuentro y diálogo con diversos actores de la comunidad, se efectuó en formato radial, llegando de este modo con información relevante y útil a un gran número de hogares. Se realizaron 414 programas en 103 emisoras distintas, sumando más de 8.000 minutos al aire.

También continuó entregando beneficios el programa "Conexión de sedes sociales", mediante el cual se provee de suministro eléctrico a sedes de juntas vecinales, organizaciones comunitarias, clubes deportivos y, en general, cualquier inmueble que se utilice como punto de encuentro de la comunidad y que carezca del empalme a la red y la instalación eléctrica interior. En este ámbito, se realizaron alrededor de 30 conexiones a lo largo de 23 comunas, beneficiando aproximadamente a 3 mil familias.

ACCIÓN SOCIAL DURANTE PANDEMIA

Haciéndonos cargo del compromiso de nuestra empresa con la comunidad y el difícil momento que la pandemia ha ocasionado a miles de familias, las empresas del Grupo SAESA han participado, desde el comienzo de la crisis, de modo proactivo en una serie de iniciativas que buscan llegar lo antes posible con ayuda real a quienes más lo necesitan. Es así como, en coordinación con una serie de instituciones públicas y privadas, se coordinó la entrega de apoyo, de distinta naturaleza, a más de 40 comunas dentro de nuestra zona de operación.

Dentro de estos aportes destacan el aporte de cámaras de ventilación y equipos de intubación para los Hospitales de Valdivia, Osorno y Puerto Montt, la entrega implementos médicos para centros de salud y organizaciones comunitarias, tablet para alumnos de escasos recursos para disminuir la brecha digital y provisión de sistemas de calefacción para centros de acogida de adultos mayores.

Lo anterior, con la indispensable colaboración de nuestros propios trabajadores quienes, en sus respectivas zonas, se encargaron de coordinar, canalizar y materializar los diversos aportes de manera completamente voluntaria y con la mejor disposición.

Sabemos que aún queda mucho camino por recorrer y nuestro compromiso con la comunidad se mantendrá inquebrantable, porque sabemos que juntos lograremos superar esta crisis.



MEDIOAMBIENTE

Grupo Saesa, a través del pilar de su estrategia de sustentabilidad, "Amplificación energética", busca permanentemente desarrollar y fomentar proyectos vinculados con energías renovables, generando así soluciones eólicas y **fotovoltaicas. Es así como** al año 2020 aumento su capacidad de generación a través de este tipo de energías, superando 1 MW a través de 21 proyectos eólicos y fotovoltaicos. Durante este año, se adjudicaron dos proyectos fotovoltaicos de soluciones individuales en diferentes zonas del país, con una potencia instalada de 119 kW; actualmente estos proyectos se encuentran en proceso de ejecución. Estas soluciones tendrán un impacto beneficioso en la calidad de vida de cincuenta y tres familias y fomentarán el desarrollo de estas.

Durante el año 2021 se proyecta adjudicar 360 kW de potencia instalada en soluciones fotovoltaicas, lo que permite aumentar a la compañía su generación a través de ERNC en más de 1,4 MW; lo que representara un incremento de 34% respecto al año 2020.

Por otro lado, la compañía durante el año 2020 adjudicó y construyó 197,4 kWp en proyectos fotovoltaicos "On Grid" que están relacionados a generación distribuida, entre estos:

- Proyecto On Grid, comuna Perquenco, 60 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 75 kW instalados en suelo
- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 22,4 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, Isla Lemuy, Ichuac, comuna Puqueldón, 20 kW instalados en techo
- Proyecto Avifel 10 casas con sistemas de 1,5 kW 15 kW en total
- Proyecto Puerto Varas 5kW en techo

De esta manera se logra abrir paso en una nueva línea de negocios, permitiendo además a los clientes generar ahorros en sus cuentas de suministro a través de una generación limpia y renovable.

Grupo Saesa durante años ha promovido dentro del desarrollo de su cultura organizacional el Valor de la Sustentabilidad, incorporando una serie de iniciativas para establecer relaciones y generar impactos positivos en el desarrollo de la comunidad, buscando emprender un trabajo colaborativo, orientado en el beneficio de sus clientes. Es así como dentro del contexto de valor compartido, desde el año 2014 ha impulsado actividades asociadas al correcto y seguro manejo de pilas alcalinas en colaboración estrecha con las Secretarias Regionales Ministeriales del Medio Ambiente (Seremi MA) en las regiones donde es concesionaria. Estos residuos son altamente tóxicos para el medio ambiente y sus ecosistemas; por lo tanto, haber logrado levantar e implementar el programa que hoy conocemos como "Ponte las Pilas", invita a la toda la comunidad a formar parte activa de esta iniciativa, creando una cultura de recolección domiciliaria y disposición en puntos habilitados.

Desde finales del año 2019, y producto de la pandemia que ha estado afectando al mundo, las actividades asociadas a la recolección de pilas en las escuelas municipales se vieron afectadas producto de la interrupción de las clases y los requerimientos sanitarios que han obligado a muchas comunas a permanecer en cuarentena. Sin perjuicio de aquello, y entendiendo que las condiciones no fueron del todo óptimas para la realización de actividades masivas, Frontel y Edelaysen de todas maneras quisieron estar presentes con su campaña, logrando una recolección de 650 (65%) y 350 (35%) kilogramos respectivamente, una tonelada a nivel compañía, que representa una disminución del 92% respecto de la última campaña realizada en condiciones sanitarias normales.

Dentro de otros aspectos de la gestión ambiental responsable de la compañía, durante el año 2020 se gestionaron 204 toneladas de equipos eléctricos asociados a transformadores y reguladores en desuso, de los cuales 82% corresponden a Saesa (168 ton), 17% a Frontel (34 ton) y 1% Edelaysen (2 ton). Siguiendo en la línea de los equipos eléctricos y/o electrónicos, se dispusieron en sitios autorizados para su revalorización 9,6 toneladas de equipos



de medición que resultaron del recambio a medición inteligente; en Saesa se gestionaron 5,3 toneladas lo que representa un 55% del total, Frontel 2,9 toneladas un 30% y Edelaysen 1,4 toneladas un 15%.

El último trimestre del año 2019 se implementó un Plan Piloto de Reciclaje en el Edificio Corporativo ubicado en la ciudad Osorno, comenzando así una de las acciones claves en beneficio del manejo responsable de los residuos generados en los lugares de trabajo. Durante esos tres primeros meses se lograron reintegrar a la cadena de valor más de 300 kilogramos de residuos reciclables y entre los meses de enero y marzo del año 2020 más de 400 kilogramos. Lamentablemente estas acciones en el mes de abril se vieron truncadas producto de la pandemia, sin embargo la cultura de reciclaje ya se había convertido en una valor dentro del equipo, producto de lo mismo se rediseño el Plan Piloto que estaba circunscrito al edificio corporativo, llevando el reciclaje al domicilio de nuestros colaboradores, siendo participes de esta gestión 50 trabajadores de comuna de Osorno, estas actividades han sido muy bien evaluadas tanto en el Centralizado como en las demás zonales de la compañía, por lo tanto nuestro compromiso en los próximos años está en la implementación de nuevos puntos y formas de gestión del reciclaje en ellas.

El Plan Piloto de Reciclaje a Domicilio, comenzó en el mes de junio de 2020, cerrando el año con más de 3.250 kilogramos en ese periodo. Además, se incrementó en un 92% la cantidad de residuos que reingresaron a la cadena de valor producto del reciclaje en comparación al año anterior. Durante enero y diciembre del año 2020 pasaron a economía circular 3.678 kilogramos de residuos, que se distribuyeron de la siguiente forma; papel 454 kg (12%), cartón 1.276 kg (35%), plástico 382 kg (10%), aluminio 109 kg (3%) y residuos orgánicos 1.457 kg (40%).

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2020, son aquellos denominados Residuos Industriales No Peligrosos que se generan producto del descarte en etapas de construcción de proyectos, planes de mantenimiento y/o mejoramiento, o reemplazo de infraestructura entre otros. De este proceso se pudieron revalorizar 200 toneladas de hormigón (41%), 7,3 toneladas de madera (2%), 72 toneladas de aluminio (15%), 63 toneladas de cobre (13%) y 140 toneladas de otro tipo de cables (29%).

En otros aspectos medioambientales de la ejecución de obras civiles para robustecer los sistemas eléctricos dentro de las zonas de concesión de la compañía y, las consecuentes faenas de roce para la habilitación de faja y/o poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, es que anualmente se presentan Planes de Manejo de Corta y Reforestación para la ejecución de Obras Civiles (PMOC) ante la Corporación Nacional Forestal (CONAF), dando cumplimiento así con los establecido en la Ley 20.283 y D.L. 701. De dicha gestión se establece legalmente el derecho de corta e intervención de bosque, sin embargo, también queda establecida la obligación legal de compensar por medio de una reforestación aquello que fue explotado como parte de la implementación de obras. En el marco de dichas obligaciones emanadas de la legislación forestal de Chile, es que durante el año 2020 Grupo Saesa reforesta más de 80 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se distribuyen de la siguiente manera por empresa; Saesa 42 hectáreas (52%), STS 24 hectáreas (30%), Luz Osorno 7 hectáreas (8%), Frontel 7 hectáreas (8%), Edelaysen 0,5 hectáreas (0,7%) y Sagesa 0,3 hectáreas (0,3%).



PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Lo más importante para el Grupo Saesa son las personas, a la fecha contamos con 6.120 colaboradores de los cuales 1.556 pertenecen a las empresas del Grupo y 4.564 son colaboradores permanentes de las empresas que prestan servicios como contratistas. Todos quienes con su energía y compromiso permitieron que la compañía siguiera avanzando en los distintos desafíos propuestos.

Sin duda comportamientos como la **Flexibilidad**, **Agilidad**, **Innovación** y **Colaboración**, que hoy en día forman parte de la cultura que la organización ha construido a lo largo del tiempo han jugado un rol fundamental para sobrellevar un año tremendamente difícil que no sólo golpeó al mundo en lo sanitario, sino también en lo económico y social

CUIDADO DE LAS PERSONAS EN LA CRISIS SANITARIA

El principal foco durante el año 2020 fue el cuidado y resguardo de la salud física y emocional de todos los colaboradores (tanto propios como de contratistas) del Grupo Saesa.

Desde mediados de marzo se iniciaron las medidas de Seguridad para los colaboradores, ya sea a través de la prohibición de viajes, atención presencial de proveedores, entre otras. A mediados de marzo se toma como medida más radical enviar a todos los colaboradores a teletrabajo y mantener en forma presencial sólo a quienes exclusivamente por su rol en la compañía desempeñaran un rol crítico para la continuidad del servicio.

Durante todo el año se realizaron distintas acciones orientadas al cuidado y contención de las personas. Se puso a disposición apoyo sicológico, se contó con una agenda de actividades de distensión permanente se crearon equipos especiales para cada zonal y se levantó información de condiciones de salud de más de 7.000 colaboradores y sus familiares con el fin de anteponerse a posibles contagios y detectar a los colaboradores perteneciente a población de riesgo además se puso hincapié en la comunicación para mantener la conexión en tiempos en que la distancia física como medida preventiva de contagio fue y es parte de esta nueva manera de trabajar y vivir, charlas de contención, apoyo psicológico, visitas de ejecutivos a oficinas y a terreno, gimnasia de pausa activa, campañas solitarias etc., así también se mantuvo la comunicación constante con los trabajadores a través de videos, reportes, desayunos virtuales y reuniones ampliadas.



SOMOS FORMADORES

- Durante el año 2020 se llevó a cabo el **Plan de Capacitación Corporativa** donde se reconvirtieron los cursos a modo online y mixto. Un 73% de los cursos fueron en esta modalidad (13% en 2019).
- Se ejecutaron 84.994 horas orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores. Este plan fue ajustado considerando la crisis sanitaria.
- A través del Programa Crece estudiaron 86 colaboradores. El desarrollo del programa contempló 33 mil horas.
- 24 jóvenes egresaron de la Escuela de Linieros, formando parte de los 207 alumnos pertenecientes a las
 12 Escuelas de Linieros (Obras y Mantenimiento) que ya se han realizado exitosamente. Se destaca la implementación de la primera Escuela de Linieros versión online (clases teóricas).
- En cuanto a **Responsabilidad social empresarial,** este año se capacitaron 419 personas en distintos curos, con una inversión total de MM\$120:
 - Cursos de alfabetización digital: 54 capacitados y 864 horas.
 - Curso de marketing digital: 73 capacitados y 2.190 horas.
 - Curso competencias técnicas para el desarrollo de habilidades y actitudes para la empleabilidad:
 194 capacitados y 9.700 horas.
 - o Curso asistente administrativo: se formaron 86 personas y 4.300 horas de capacitación.
 - o Curso de Electricidad Domiciliaria: se capacitaron 12 personas y 1.800 horas de formación.
- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (SEDR) continuó esta vez de forma online potenciando la cultura del aprendizaje y la retroalimentación. Este año se incorpora un nuevo estado de evaluación, inicialmente de forma voluntaria. Adicionalmente, las retroalimentaciones se realizaron de forma on-line.
- Continuamos avanzando en la gestión de diversidad e inclusión en el Grupo Saesa, en materia de inclusión laboral dando cumplimiento a la ley 21.015 para las empresas Saesa, Frontel, Edelaysen, STS y STN. De acuerdo al estudio de inclusión laboral realizado por SENADIS (Servicio Nacional de la Discapacidad) en octubre de 2020 la compañía se posiciona en la categoría de Inclusión Laboral Completa, obteniendo un 81% de los parámetros evaluados gracias a la estrategia desarrollada para la contratación de personas en situación de discapacidad.

Por otro lado, y gracias a la vinculación con socios estratégicos, se logra la ejecución del plan de sensibilización y toma de conocimiento, el que a través de charlas y reuniones logra que el 55% de la compañía reciba información sobre lenguaje inclusivo, sesgos inconscientes, discapacidad y equidad de género. Comunicacionalmente se dio visibilidad a algunos hitos conmemorativos, como el día internacional de la mujer, personas migrantes, personas en situación de discapacidad, entre otros.



Un Gran lugar para trabajar

 Grupo Saesa, por segundo año consecutivo, es reconocido como la segunda mejor empresa para trabajar en Chile, según el ranking Great Place to Work. La compañía ha construido una cultura única y diferenciadora #SOMOPUROORGULLO.



• El **clima laboral** es uno de los puntos más relevantes dentro del Grupo Saesa, el 2020 la encuesta de clima reflejó que un 92% de los trabajadores se encuentra satisfecho de trabajar en la compañía, siendo el mejor resultado que ha obtenido el Grupo Saesa, cuyas dimensiones más valoradas el Compromiso Organizacional y las Condiciones de Trabajo. En tanto que la encuesta de clima laboral contratistas refleja un 84% de satisfacción.



CUIDAMOS A LOS NUESTROS

El riguroso camino a la excelencia, el desafío de contar con lugares de trabajo libres de accidentes y enfermedades profesionales es una permanente motivación para el Grupo Saesa. En este año particularmente distinto, se destaca la agilidad e innovación para reformular las iniciativas en materias de seguridad con este nuevo contexto de pandemia. Sin duda el trabajo colaborativo desarrollado con las distintas empresas colaboradoras ha permitido resguardar la vida y salud de las personas, generando conductas al interior de la compañía, lo que permiten un seguro funcionamiento de la operación.

El Grupo Saesa mantiene siempre a las personas en el centro del desarrollo, de esta forma ha podido sortear con decisión y compromiso los desafíos que han permitido avanzar en el camino hacia la excelencia. La elaboración de programas preventivos por unidad de negocio, área y empresa contratista, con fuerte foco en la actual pandemia, han permitido dedicar esfuerzos específicos en materia de prevención de accidentes graves y fatales, pero también dedicados a controlar la ocurrencia de esta enfermedad pandémica (Covid-19), sumando más de 140.000 acciones preventivas anuales en toda la organización, distribuyendo de forma transversal las responsabilidades y exigencias que este desafío requiere, donde las personas son elementos claves y funcionan como un elemento transmisor de la Cultura de Seguridad que se desea instaurar en esta compañía.

La pandemia actual ha impulsado iniciativas que se venían trabajando en beneficio de la transformación digital, en este ámbito la seguridad no ha estado de lado, el Grupo Saesa ha buscado alternativas tecnológicas para robustecer sus procesos de formación técnica y de seguridad, destacando la interacción y dinámicas que aseguren el proceso de desarrollo de nuestros trabajadores.

Focos de trabajo 2020:

Contingencia Covid-19

- Conformación de Comités de contingencia para seguimiento y apoyo de casos Covid-19 positivos a lo largo del país.
- Definición y difusión de protocolos preventivos para la operación del personal de terreno y y oficinas
- Creación de App Saesa Salud (sistema de Alertas, registro y seguimiento de casos)
- Planificación, preparación y adaptación de instalaciones comerciales y técnicas, para la operación de áreas críticas y permanentes, con la finalidad de prevenir contagios por COVID-19
- Definición de planes de retorno seguros, voluntario y flexible.

Innovación

- Reformulación del plan de estudio de la Escuela de Linieros, iniciando un proceso de aprendizaje virtual y rediseñando el proceso de entrenamiento en terreno.
- Implementación de un ciclo de charlas preventivas online y de entrenamiento transversal en toda la compañía.
- Evaluación y pilotaje de plataformas virtuales que permitan el desarrollo y continuación del proceso de formación y entrenamiento.
- Incorporación de aplicaciones para gestionar desde smartphones las actividades preventivas.
- Evaluación de tecnologías para el futuro desarrollo de entrega de materiales preventivos.

Cultura de Seguridad Grupo Saesa

- Jornadas presenciales y virtuales para la Inducción de Seguridad al personal propio y contratista
- Taller de identificación y evaluación de Focos Críticos
- Programación, ejecución y control de planes de capacitación a empresas contratistas.
- Refuerzo de conocimientos técnicos al personal de sistemas aislados.



Compromiso:

- Jornadas revisión de resultados, planes y programas zonales en seguridad.
- Actividad lúdica "PA' LA FOTO" que se ha transformado en un hito de inicio en materia de seguridad en cada zona.
- Jornada ampliada con Encargados de Prevención de Riesgos de Empresas Contratistas.
- Programas de gestión preventiva para proyectos en Transmisión.

Difusión y acercamiento:

- Capacitaciones online y prácticos en patios de entrenamiento.
- Planificación y ejecución de escuelas de linieros, actividad de capacitación.
- Trabajo en implementación de nuevas herramientas para trabajo en terreno.
- Capacitación a personal de nuevas 11 Islas
- Validaciones técnicas para dar mayor autonomía y seguridad a brigadas
- Acompañamiento a personal de terreno en aplicación protocolos covid-19

Seguridad Corporativa (Vigilancia)

- Campañas y charlas permanentes enfocadas en la seguridad corporativa de los trabajadores.
- Ciclos de charla vía Microsot Teams para compartir buenas prácticas en vigilancia y seguridad de las personas.
- Planes preventivos acordados y sensibilizados con la autoridad e industria eléctrica.
- Sistema de detección preventiva de alto nivel en la industria y zona sur de chile.

En los últimos años, el Grupo Saesa ha logrado desempeños históricos en materia de seguridad, resultados que han sido fuertemente apalancados por la gestión interna y también de sus empresas de apoyo, las que han registrado indicadores de frecuencia y gravedad del más alto estándar en la industria eléctrica en Chile, donde se destaca la ausencia de accidentes fatales en el trabajo, lo que se traduce en un foco permanente de acción que mantiene dedicación exclusiva de los esfuerzos en esta materia.

La compañía valora y considera a sus personas como un elemento clave para seguir construyendo su proyecto, que representa a una compañía líder en el cuidado de la vida y la salud de sus integrantes. Reconoce que el camino hacia la excelencia es duro y mantiene su compromiso para liderar y trabajar con la mayor rigurosidad y participación de cada uno de sus integrantes.

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 2020 se finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 10 Proyectos de Electrificación Rural ubicados en sectores rurales pertenecientes a 6 comunas dentro 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 235 beneficiarios de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 20 km de línea



de media tensión, 22 km de línea de baja tensión en postación individual, 3 km de línea de baja tensión en postación común y 77 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

A nivel de Grupo se firmaron 26 nuevos proyectos para 19 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, actualmente en etapas de obtención de permisos, ingeniería y construcción.

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)

Desde la perspectiva de la generación distribuida y al igual que en todos los procesos conocidos, el periodo 2020 fue un año complejo lleno de nuevos desafíos que impulsaron a la compañía a reformular su forma de trabajar de manera abrupta, al igual que su forma de relacionarse con clientes, proveedores y apoyos constructivos.

Como gran proceso de adaptación a esta contingencia, se implementó un modelo para proceder con las distintas puestas en servicio de manera remota, sin perder de vista los principales pilares como la seguridad y priorizando el foco en el cliente.

Históricamente se ha declarado un real compromiso con las energías renovables y la generación distribuida, siendo referentes activos en los cambios regulatorios de esta línea de negocio. En este sentido el año 2020 dejó grandes hitos entre los que se destacan:

- 1. La publicación del reglamento de generación distribuida para autoconsumo, el cual entró en vigencia el 6 de noviembre, denominado Decreto Supremo 57.
- 2. La publicación del reglamento para medios de generación de pequeña escala, el cual entró en vigencia el 20 de noviembre, denominado Decreto Supremo 88.
- 3. Publicación de la Plataforma de Información Pública (PIP), la cual con fecha 17 de diciembre de 2020 es lanzada tanto a los clientes regulados y público general, para que cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación distribuida, sea este PMGD o EG, pueda acceder a los datos de nuestra infraestructura y así avanzar de manera más ágil en la evaluación de proyectos.

A la fecha Frontel alcanza un total de 35 centrales conectadas en calidad de PMGD con una potencia total de 112 [MW], entre las regiones de la Araucanía y Bío Bío.



GESTIÓN COMERCIAL

GESTIÓN DE CLIENTES 2020

Durante el año 2020, se mantuvo al cliente en el centro de las decisiones, adicionalmente y producto del Covid-19, se decidió trabajar en un escenario distinto, enfocado tanto en la seguridad de los colaboradores como de los clientes.

Esta situación afecto los indicadores de Satisfacción y Experiencia, presentando una baja significativa durante el segundo semestre, efecto generado por la crisis sanitaria a nivel mundial y nacional, e impactando en su etapa inicial al proceso de operación y facturación, generando además entre los clientes un alto nivel de percepción de alza de cobros y de tarifas.

En este contexto, tanto los procesos como la propia planificación estratégica 2020 se adaptaron e impulsaron para asegurar la operación y adecuarse a las nuevas exigencias normativas del negocio de acuerdo los siguientes focos:

Gestión de Higiénicos de Servicios:

Modelo de Atención: Se levantaron las interacciones de clientes de los diferentes canales de contacto y categorizados por los distintos viajes de clientes.

Además, se ha trabajado en el levantamiento de los costos directos asociados al personal de cada canal y la adaptación de procesos de cara al Giro Exclusivo.

Trazabilidad de Clientes: Levantamiento de las interacciones de clientes que poseen más de un contacto con la compañía, con el objeto de identificar las etapas claves que deben ser registradas en la solución, para contar con información de forma clara y precisa al momento que el cliente lo solicite con un registro de información desde sistema comercial para visión 360 del cliente.

Flexibilización de procesos críticos: Dado el escenario de contingencia sanitaria se han flexibilizado alrededor de 20 procesos en la atención como: convenios de pago a través de la web y contact center, se redujo la documentación para gestionar distintos procesos, beneficios a vulnerables y Pymes. Además, de flexibilidad en el proceso de recaudación, donde se liberaron autorizaciones y permisos para emisión de Notas de Crédito. Ajustándose además los horarios de atención en algunas oficinas.

Ajustes en Límite de Invierno: Entendiendo las alzas de consumo de nuestros clientes, como Grupo Saesa se definió no cobrar el límite de invierno a todos los clientes que se registraron válidamente como vulnerables en este año, y en forma transversal se consideró el no cobro en el mes de junio.

Habilitación de canales de atención: Se habilitaron canales de atención específicos para facilitar la atención a clientes vulnerables y Pymes y para hacerla más cercana, canales como Número 800 y Call Back de atención en Contact Center, administrando flujos de atención de llamadas para cerca de 6.000 clientes, conteniendo un 75% el ingreso de reclamos.

Gestión oportuna de atención vía correo electrónico, pasando de 1.600 email pendientes en promedio diarios en junio a 10 email pendientes en diciembre.



II. Transformación Digital:

Auto lectura: Creación de aplicación web donde el cliente puede suscribir un recordatorio mensual (SMS) que según cronograma posibilita al cliente el ingreso de la lectura de su medidor. Finalmente, la aplicación habilita a los clientes para que ingresen sus propias lecturas.

Mensualmente se están recibiendo en promedio cerca de 1.100 auto lecturas mensuales y se han enrolado al sistema en total 4.500 clientes.

WhatsApp: Habilitación de canal WhatsApp para atenciones de clientes, mejorando considerablemente la experiencia en el aspecto "simple y fácil", resultado que en general está cerca de 14 puntos sobre una llamada telefónica.

Boleta Digital: Adaptaciones y suscripción a boleta digital nos ha permitido superar los 109 mil clientes al cierre del 2020, logrando acercarnos a ellos de forma más ágil, económica y sustentable. Logrando complementar el diseño de un modelo enfocado a un cliente digital.

III. Vinculación con clientes:

Segmentación residencial de clientes: Diseño de una estrategia para clientes residenciales del Grupo Saesa a partir de variables cuantitativas y cualitativas, que expliquen sus necesidades y características de consumo con el fin de elaborar propuestas de valor diferenciadas, dirigidas a grupos específicos mejorando la experiencia de los clientes.

Beneficios y programas para clientes vulnerables, residenciales y pymes: Disposición para clientes residenciales de un registro para acoger a las familias más vulnerables de manera expedita, haciendo un llamado púbico a la inscripción, solicitando antecedentes mínimos y aprobando el 99% de las solicitudes. En total durante el 2020 se superaron los 49.000 clientes.

Además, al mismo grupo se les dejó de cobrar el interés por mora en el pago de la cuenta y se les exceptuó de manera unilateral del pago por consumo por sobre el límite de invierno.

Se generaron además plataformas para Pymes, con el fin de recibir solicitudes que nos permitan contactarlos y así acoger sus necesidades entregando soluciones específicas. Las Pymes que actualmente han solicitado este beneficio son cerca de 580. Todo esto manteniendo la cadena de pago, es decir respondiendo a nuestra responsabilidad con los generadores.

Habilitación plataformas comerciales para la suscripción masiva de convenios de pago: Automatización de interacciones para generar convenios de pago, y dar las facilidades a todos los clientes, no solo a los vulnerables, una medida que apoyará a los clientes dentro de este periodo de fuerte impacto económico. La mayoría de los convenios se ofrecen en condiciones de cuotas sin reajustes ni intereses, habilitando nuestras plataformas comerciales para la suscripción masiva de estos convenios para que, en caso de que se requiera, tener la capacidad de tramitar hasta en 100 veces la cantidad de convenios que teníamos en el período anterior a la pandemia.

RRSS: Potenciamiento de nuestros canales de Redes Sociales como Facebook y Twitter en nuestras 3 distribuidoras Saesa, Frontel y Edelaysen, con mejoras en el nivel de servicios, campañas y respuestas a través de ticket de atenciones técnicas. Habilitación que permitió realizar campañas de marketing y comunicaciones, en conjunto con



un nuevo sistema de seguimiento y monitoreo de RRSS. La adhesión a RRSS en diciembre alcanza cerca de 71 mil clientes en Twitter y 15 mil clientes en Facebook.

Además, durante el año 2020 se realizaron diversos procesos de Cambios Regulatorios y Normativos, como el Articulo 148 acompañados de los cumplimientos propios de la Norma Técnica.

Pese a un año difícil, la compañía decidió reinventarse, enfocándose de cara al 2021 iniciando desde el mes de septiembre el proyecto:

Proyecto Identidad Estratégica: Proyecto que busca entender la situación actual de la marca, estableciendo las oportunidades de ésta en relación al mercado, al consumidor y objetivos estratégicos del negocio con el objetivo de tener una identificación de la marca coherente y alineada a las necesidades del negocio.

El desafío para 2021, es implementar y desarrollar esta nueva identidad estratégica en todos los niveles de la compañía.

Proyecto Inspira: Este proyecto busca consolidar una nueva estrategia de clientes para la compañía, basada en la Experiencia y Satisfacción para los segmentos residenciales que conforman nuestros clientes hasta construir una propuesta de valor realmente competitiva, centrada absolutamente en ellos y sus necesidades a través de la experiencia física y digital.

El proyecto Inspira continúa posicionando al cliente al mismo nivel de la seguridad y buscará definir "El cliente en el centro de nuestras decisiones".

Finalmente, los equipos de la compañía han sabido adaptarse a la contingencia sanitaria a través de la nueva modalidad de teletrabajo, lo que exigió mantener la operación de los procesos de atención, evidenciándose un verdadero compromiso en situaciones de mucha adversidad fortaleciendo la colaboración, eficiencia y el foco en el cliente.



LÍNEA DE TIEMPO

1956

Frontel inicia actividades de distribución eléctrica como filial de Endesa. Inicialmente sirve a ciudades y pueblos de las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, Biobío, Malleco y Cautín.

1981

En licitación pública, Compañía de Petróleos de Chile S.A., Copec, se adjudica la participación accionaria de Endesa en Frontel.

1989

Frontel comienza a desarrollar actividades de transmisión, con líneas de 66 kV y subestaciones 66/23 kV.

1999

Con una participación de 0,1%, Frontel constituye, junto con la matriz Saesa, la sociedad Saesa Ltda., que adquiere el 99,9% de las acciones de Compañía Eléctrica Osorno S.A., Creo.

2001

En agosto Inversiones PSEG Chile I Ltda., adquiere el 13,71% de las acciones de Frontel, propiedad de Copec, así como el 93,88% de las acciones de Saesa.

2003

Frontel continúa desarrollando su compromiso con las zonas más apartadas, firmando durante el año 2003 convenios de electrificación rural por un total de \$2.900 millones, los que beneficiaron a 1.951 familias.

2005

Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión. 1957

Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con un 83,7% de participación.

1982

Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, compra a Copec el 70% de las acciones de Frontel. Esta se convierte en una filial de Saesa, quedando ambas bajo una misma administración.

1996

Frontel adquiere el 0,1% de las acciones de Sistema de Transmisión del Sur.

2000

Frontel compra a Saesa su 0,1% de participación en Creo y vende a Saesa su participación en Saesa Ltda.

2002

Se divide PSEG Chile Holding I S.A., en PSEG Chile Holding S.A. I y II, sociedades a las que se transfieren los derechos sociales de Inversiones PSEG Chile II Ltda., pasando a ser matriz indirecta de Saesa II y Frontel.

La Junta General Extraordinaria de Accionistas de PSEG Chile Holding II S.A., aprueba la fusión por incorporación de Frontel, Saesa II e Inversiones PSEG Chile II Limitada, en PSEG Chile Holding II S.A., y se establecieron los estatutos de la sociedad que pasaría a llamarse Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.

2004

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

2006

Tras completar una inversión en mejoramiento, Frontel eleva sus índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.



2007

Se cumplen y superan los objetivos fijados para calidad de servicio. Indicadores urbanos y rurales presentan niveles muy por debajo de los máximos permitidos por el organismo regulador.

2009

Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año \$5.900 millones.

2011

La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en la sociedad Inversiones Grupo Saesa Limitada, a un grupo de fondos de inversión administrados por Alberta Investment Management Corporation (AIMCo).

2014

En el mes de junio y noviembre se realizaron históricas colocaciones de bonos en el mercado local por MUF 2.500 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2016

Durante el año, se realizaron inversiones por un monto de MM\$11.769.-

2018

Las distribuidoras logran importantes mejoras en los indicadores SAIDI y SAIFI (duración y frecuencia de las interrupciones del servicio) Se realizan inversiones por MM\$28.243.-

2020

En el marco del cumplimiento de la ley N°21.194 (giro exclusivo) Frontel se divide en dos sociedades, manteniéndose la sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad denominada "Frontel Transmisión S.A" a la cual se traspasan los activos de transmisión, esta división tuvo efecto y vigencia a contar del 31 de diciembre de 2020.

2008

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

2010

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

Frontel supera los 300 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

2013

Se mejoran los índices de calidad de servicio, gracias a los esfuerzos y planes de inversión ejecutados. Se conecta el proyecto Angol- Los Sauces y Picoltué – Mulchén.

2015

Durante el año se han realizado inversiones por MM\$ 11.643.

2017

Para la mejora de la calidad de servicio durante el año se realizaron inversiones por un monto de MM\$ 11.294.-

2019

En relación al plan de inversiones, se registró un aumento de 94% respecto del año anterior, alcanzando los MM\$54.911.-

2019 -



DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

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

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo 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 cerca 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 en las regiones de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo, Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, siendo responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas la filial Edelaysen).

DISTRIBUCIÓN

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

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



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

a) Clientes Regulados

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

- Precio de Nudo Promedio: Este componente refleja el costo medio de compra de energía y potencia, el
 cual es traspasado a los clientes finales por medio de las empresas distribuidoras. Este precio es definido
 semestralmente, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio que
 se fija en enero y julio de cada año.
- Pago de la Transmisión: Corresponde al pago de los sistemas de transmisión nacional, zonal y dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios.
- Cargo por Servicio Público: Componente que financia el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja.
- Valor Agregado de Distribución (VAD): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución y los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente. Adicionalmente, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los servicios asociados al suministro eléctrico, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución espacial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada "empresa de referencia". Producto de la ley N° 21.1949 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21-12-2019 se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10 por ciento antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por 4 representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.



- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

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.

d) Otros

Ley N°21.185 del Ministerio de Energía

Publicada en el Diario Oficial con fecha 02-11-2019, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31-12.2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda cargo de las generadoras se espera que se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

Ley N°21.194 del Ministerio de Energía

Que estabiliza los precios asociados al valor agregado de distribución a la fecha de su publicación. Los saldos resultantes serán corregidos sólo por IPC y se incluirán en la tarifa de VAD del período 2020-2024 y, eventualmente, en el período 2024-2028.

Ley N°21.249 del Ministerio de Energía

Publicada en el Diario Oficial con fecha 08-08-2020, que dispone de manera excepcional diversas medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, telecomunicaciones electricidad y gas de red, producto de la crisis sanitaria a raíz del COVID-19. Entre las medidas más relevantes se destacan las siguientes:

No se podrá cortar el suministro por mora en el pago a un conjunto de usuarios residenciales o
domiciliarios y otros que cumplan ciertos requisitos establecidos en dicha Ley.





- Las deudas contraídas con las empresas, que se generen entre el 18 de marzo de 2020 y hasta los noventa días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en el número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el usuario final a su elección, las que no podrán exceder de doce, a partir de la facturación siguiente al término de este último plazo, y no podrán incorporar multas, intereses ni gastos asociados. Adicionalmente, el usuario final podrá incluir en el prorrateo las deudas generadas antes de las contraídas según lo señalado en esta Ley, hasta el monto de UF 10. En todo caso, los usuarios residenciales o domiciliarios que opten por este beneficio deberán cumplir además con otros requisitos exigidos en la misma Ley y que den cuenta de su imposibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones de pago.
- Implementación de un procedimiento y plataformas de atención al cliente, por internet y telefonía, que permitan formular las solicitudes para acceder a los beneficios que establece la Ley.
- Una vez publicada la Ley y sin costo alguno para el usuario, la empresa deberá reponer el servicio de beneficiarios de esta ley que hubiesen sido objeto de cortes o suspensiones de suministro o servicio, por mora en el pago de los servicios.

Ley N°21.301 del Ministerio de Energía

Dictada por el Presidente de la República con fecha 29-12-2020 y publicado el 05-01-2021 en el Diario Oficial, que prorroga los efectos de la Ley N°21.249. Cuyas principales modificaciones dicen relación con extender la duración inicial de 90 días por 270 días y la posibilidad de extender la cantidad de cuotas mensuales para el pago de la deuda, desde 12 a 36 meses.

Ley N°21.304 del Ministerio de Energía

Dictada por el Presidente de la República con fecha 31-12-2020 y publicado el 12-01-2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Estableciendo la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecte de forma continua o transitoria y que requieren para compensar la pérdida de una función fundamental del cuerpo y sin la cual estarían en riesgo vital o de secuela funcional severa grave. Sin embargo, las disposiciones de esta Ley entrarán en vigencia una vez que se dicte el reglamento expedido por el Ministerio de Energía, dentro del plazo de seis meses contado desde la publicación de esta ley en el Diario Oficial.



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 20 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: 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 las 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.

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.



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.

Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación de decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, se da inicio al período de implementación gradual de las exigencias establecidas en la nueva Norma técnica.

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Recientemente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29.04.2019) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se ha dado inicio a un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementar dicho anuncio y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión fue publicada el 10.12.2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre de 2019 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución. Los principales cambios propuestos son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- e) Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.



Ley de estabilización transitoria de precios

La ley N° N°21.185-19 del Ministerio de Energía publicada en el Diario Oficial el 02 de noviembre de 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31/12/2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda cargo de las generadoras se espera que se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31/12/2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276 de fecha 28 de julio y rectificada mediante Resolución Exenta CNE Nº287 de 31 de julio de 2020, en adelante la "Resolución". En ella, se determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la "Ley".

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de esta Ley.

Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley 21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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





- b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles ("SEC"): Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.
- c) Ministerio de Energía: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.



ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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, también participa en generación para un sistema aislado.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa las empresas generadoras: Enel Generación, Pelumpen (Colbún), Caren, ERNC(PV Salvador), Norvind, El Morado, Chungungo, SPV P4, San Juan, Engie, Santiago Solar, GM Holdings, Aela, Cerro Dominador, Rucatayo, Ibereólica, Luz del Norte, Cabo Leones I, Cabo Leones II, Cabo Leones III, Grupo Mainstream, Grupo WPD, Besalco y María Elena Solar.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, la CNE se encarga de gestionar estos procesos de licitación, comenzando por aquellas del 2015 en adelante.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01, que comienza su suministro el año 2024. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2021-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sólo en caso de producirse el término anticipado del contrato de suministro por resolución judicial, nacería para la concesionaria la obligación de licitar nuevamente por sus consumos que no se encuentran cubiertos por el contrato de suministro al cual se le puso término anticipadamente.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Frontel acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina Frontel Transmisión S.A., la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020. Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Las inversiones realizadas por Frontel durante el año 2020 alcanzaron los \$37.565 millones.

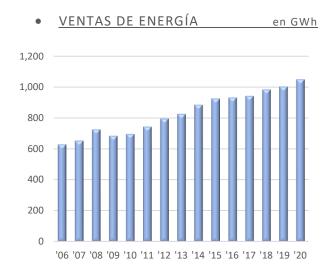
Frontel representa un 15,29% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

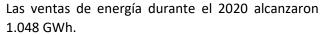


TRANSACCIONES CON LAS PARTES RELACIONADAS

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.

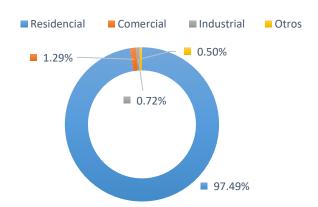






Frontel al cierre del ejercicio 2020 atendía a más de 375 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,7% respecto al año 2019.

COMPOSICIÓN DE CLIENTES





CONCESIONES

Para el desarrollo de sus actividades, Frontel cuenta con concesiones de distribución de energía eléctrica, las que son otorgadas mediante Decreto Supremo del Ministerio de Energía, por orden del presidente de la República.

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales que se ubiquen dentro de la citada zona, o bien, a aquéllos que, ubicados fuera de dicha zona, se conecten a las instalaciones del concesionario mediante líneas propias o de terceros. Para el tendido de sus líneas de distribución en la zona de concesión, 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 es titular Frontel, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2020 Frontel tiene 132 decretos y 24.712 km² de superficie asociadas a su zona de concesión.

PROVEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2020, los proveedores Engie y El Campesino constituyen el 52% del suministro distribuido (compras de energía y peaje de transmisión zonal).

En el caso de Frontel, ningún cliente concentra por sí solo al menos el 10% total de los ingresos de la compañía.

Adicionalmente, en el caso de la comercialización, sus ingresos provienen de un grupo de clientes libres, de los cuales, ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 72%

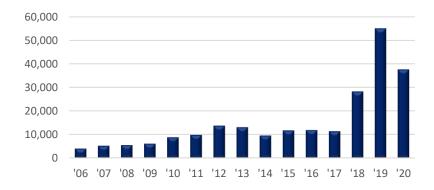


INVERSIONES

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 para Frontel bordea los \$15.000 millones, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2020 en Frontel, fue de \$37.565 millones.



Nota: Al cierre del año 2020, Frontel separa su negocio con motivo de la Ley $N^{\circ}21.194$, pasando todo el segmento de Transmisión a informarse en la nueva empresa "Frontel Transmisión S.A."

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:

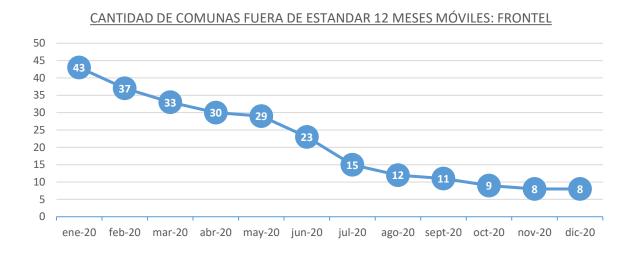
EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARA	CTERÍSTICAS
	Plantas y equipos, conformadas	Localidades de las Provincias de Arauco,	17.493	Líneas MT (km)
Frontel	principalmente por postes y	Concepción, Biobío, Ñuble, Cautín y	14.237	Líneas BT (km)
	conductores	Malleco.	421	MVA (MT/BT)



CALIDAD DEL SERVICIO

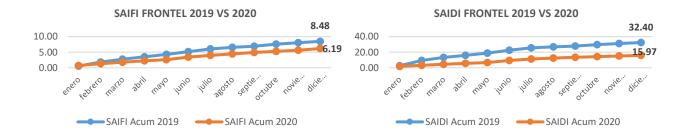
En el año 2020 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Frontel, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2020, Frontel cubre 65 comunas que suman 375.000 clientes aproximadamente.



Comparativa 2019 vs 2020 de SAIFI y SAIDI a nivel de empresa Frontel considerando la Distribución, es decir, interrupciones Internas + Fuerza Mayor y sin Desconexiones Programadas:

Disminución de SAIFI de 8,48 a 6, 19 es decir un 27% de mejora. Disminución de SAIDI de 32, 40 a 15,97, es decir, un 51% de mejora.





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:

	2020	2019
Líneas AT (km)	-	115
Líneas MT (km)	17.493	17.203
Líneas BT (Km)	14.237	14.058
MVA Instalados (AT/MT)	-	276
MVA Instalados (MT/BT)	421	395

Nota: Al cierre del año 2020, Frontel producto de la Ley N°21.194, Frontel traspasa sus activos relacionados al segmento de transmisión a la nueva empresa "Frontel Transmisión S.A." creada a partir de la división de la primera. [Líneas AT y MVA AT/MT]

SISTEMAS AISLADOS

Frontel cuenta con un sistema aislado de generación en la Isla Santa María, ubicada en la provincia de Concepción, y que registra la siguiente información al cierre del año 2020:

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Santa María	1.137	610



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 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

Los procesos de fijación tarifaria buscan determinar el valor de inversión y el costo de operación, mantenimiento y administración eficientes que son necesarios para realizar el servicio tarificado, cumpliendo con los estándares exigidos de calidad de servicio. En el segmento de distribución, el resultado es una tarifa unitaria, por lo que los ingresos dependen de la demanda.

El riesgo de este ítem está asociado principalmente a los cambios que puede impulsar la autoridad en aspectos regulatorios, así como en cada fijación tarifaria que afectan 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 de 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 y también para los Sistemas Medianos. Adicionalmente, durante el año 2020 se envió al congreso un proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad del servicio eléctrico, conocido como comercialización.



- Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la reglamentación de diversas leyes, que defina el Ministerio de Energía.
- Proceso de elaboración o revisión, discusión y consulta pública de diversos cuerpos Normativos (Sistemas Medianos, NetBilling, Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Servicios Complementarios (SSCC), entre otros), según el plan anual que defina 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 (NT) a fines del 2017 y actualizada a fines del 2019, 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 el 3 de noviembre 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. No obstante, lo anterior, y producto de la molestia ciudadana del plan de conversión de medidores a medidores inteligentes considerado en la NT, e incluido en la tarifa de distribución, se solicita a las Distribuidoras Eléctricas descontar los montos ya cobrados, y eliminar este concepto de las tarifas finales.

Hasta ahora, la tarifa era fijada buscando una tasa interna de retorno de 10% antes del impuesto para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Para validar las tarifas determinadas, se debía 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%).

Producto de la ley N°21.194-19 antes mencionada se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario, se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, dos del Ministerio, dos de CNE, dejando atrás la elaboración de dos estudios, uno



por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados dos tercios CNE y un tercio empresas.

- Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% + 4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

A diciembre de 2020, se encuentra en curso el estudio de fijación de tarifas de distribución, período 2020-2024. Se espera que el informe del consultor se publique en abril 2021, el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía se conozca en junio 2021, para luego esperar la publicación del decreto respectivo a fines del 2021.

Esta misma Ley exige a las empresas distribuidoras constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y, en consecuencia, sólo pueden prestar dicho servicio público de distribución. Esta exigencia se aplica desde el 01 de enero de 2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 01 de enero de 2022.

Adicionalmente, con fecha 02 de noviembre de 2019, se publicó en el Diario Oficial, Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31 de diciembre de 2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31 de diciembre de 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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 Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

Durante el año 2020 se publicaron una serie de Leyes que afectan directa o indirectamente los ingresos de las sociedades. Destaca la Ley de Electrodependientes que otorga un beneficio económico a los clientes que dependen de equipos médicos eléctricos reflejado en un descuento en la cuenta de electricidad, además de exigir a las distribuidoras buscar las mejores soluciones técnicas para evitar la interrupción del suministro. También se publicó la Ley de Servicios Básicos, la que impide el corte y reposición a los clientes críticos o en situación de vulnerabilidad, otorgándoles facilidades de pago.



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 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 la Comisión emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2021/01 (suministro enero 2026 – diciembre 2040), cuya adjudicación está contemplada para junio 2021.

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.

Durante el año 2020 el Ministerio de Energía presentó un proyecto de Ley de Portabilidad Eléctrica, que modificaría el esquema de licitaciones permitiendo, de forma paulatina, que todos los clientes elijan su suministrador de electricidad de forma competitiva.

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.

Producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica considerado en la Ley N°21.185-19 del Ministerio de Energía, se puede apreciar un mayor riesgo de insolvencia para las generadoras con contratos de suministro, debido a que ellas asumirán el saldo entre el precio estabilizado y el precio que debió cobrarse con una indexación normal. Los costos marginales se esperan bajos, pero atrasos de los proyectos de



transmisión podrían generar desacoples de costos marginales en ciertas zonas, y los montos que recibirían las generadoras dado los precios estabilizados, podrían no cubrir los costos marginales desacoplados.

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

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.

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



GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuible es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N°1.945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la ex Superintendencia de Valores y Seguros, hoy Comisión para el Mercado Financiero.

En razón a lo anterior, la utilidad líquida distribuible por el ejercicio 2020 asciende a M\$11.578.234.-

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°11	25-05-2018	0,00028058	2017
Final N°12	24-05-2019	0,00034484	2018
Final N°13	30-05-2020	0,00044028	2019

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la junta de Accionistas la distribución de un dividendo final N°14 de \$0,000465802504 con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$3.473.470.-

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 2020 ascendía a M\$125.811.171 distribuido en 7.456.447.468.839 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 2020 sería la siguiente:

	М\$
Capital emitido	125.811.171
Ganancias (perdidas) acumuladas	13.390.129
Otras reservas	9.202.324
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	148.403.624

	M\$
Patrimonio atribuible propietarios de la controladora	148.403.624
Dividendo a pagar	-11.578.234
Dividendo provisorio	3.473.470
Deducción Patrimonial	-8.104.764
Patrimonio después del reparto	140.298.860

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.

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Jon Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Christopher Powell y Ashley Munroe han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. 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\$)

	2020	2019
Ivan Diaz Molina	28.507	25.368
Jorge Lesser Garcia Huidobro	28.517	25.368
TOTAL	57.024	50.736

Durante el año 2020, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

En 2020 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

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por los principales ejecutivos de la Sociedad y sus filiales durante el ejercicio 2020:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO (MM\$)

MM\$	2020	2019
REMUNERACIONES FIJAS	448	436
INCENTIVOS VARIABLES	189	184
Total	637	620

En tanto el año 2020 no se registraron pagos por concepto de indemnización por años de servicios. En 2019 se pagó por este concepto \$43 millones.

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

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

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2020
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	8
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	288
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	150
TOTAL	446



INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La Sociedad continuara su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidora 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 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. 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 posee 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, instalaciones, contenido y existencias. Por lo general la vigencia de los seguros contratados es de al menos 12 meses.



HECHOS RELEVANTES

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. La duración y el impacto de COVID-19 se desconocen en este momento y no es posible estimar de manera confiable el impacto que la duración y la gravedad de este evento tendrá en los resultados financieros y la condición de la Sociedad y sus filiales en períodos futuros. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país.

Para la Sociedad la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores, contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, además de considerar las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación. Adicionalmente, se están tomando medidas que puedan aliviar la economía de los clientes más vulnerables, así como también mitigar los posibles efectos en la liquidez de la Sociedad.

Sin embargo, aunque los resultados financieros a partir de 2020 podrían verse afectados negativamente por esta interrupción, actualmente no es posible estimar la gravedad o duración general de cualquier impacto adverso resultante en el negocio, condición financiera y/o resultados de operaciones de la Sociedad, que pueda ser material.

- En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, 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, Ashley Munroe, Ben Hawkins y Christopher Powell.
- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2020, el Directorio de Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.(Frontel), aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00044028154719 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019.
 - Los dividendos señalados, se pagaron a partir del día 30 de mayo de 2020, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascienden a 7.456.959.350.043 para Frontel, lo que significa un pago total de M\$3.283.162.
- En sesión celebrada con fecha 13 de mayo 2020 el Directorio designó al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Presidente del Directorio de la Sociedad y al director señor Iván Díaz Molina en calidad de Vicepresidente.
- Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley 21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.



Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

 Con fecha 25 de agosto de 2020 la Superintendencia de Electricidad y Combustible, en adelante SEC aplicó sanciones por concepto calidad de servicio a varias empresas distribuidoras del país. Dentro de las sociedades multadas se encuentra Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel) (principalmente por exceder durante el periodo de un año el límite máximo de interrupciones en el suministro de servicio eléctrico establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución)

Considerando que Frontel ha trabajado fuertemente en un plan de inversiones desde el año 2017 a la fecha, lo que se ha traducido en una mejora permanente en los indicadores de calidad de suministro desde que comenzaron las inversiones hasta el actual período de evaluación (Enero 2019 a Diciembre 2019), se encuentra analizando los antecedentes asociados a las multas, de modo de recurrir a las instancias pertinentes con el fin de dejarlas sin efecto o rebajarlas considerablemente en atención a los argumentos indicados precedentemente, por lo que, a la fecha de hoy, el pago de una multa no es probable, y en caso que el escenario cambie y fuera probable un desembolso, no es posible estimar su monto de manera confiable.

• Con fecha 21 de diciembre de 2020, la Junta Extraordinaria de Accionistas de la filial Frontel acordó: La división Frontel en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominará Frontel Transmisión S.A. (en adelante "Frontel Transmisión"), la que tendrá efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020.

Aprobar la disminución de capital de Frontel en la cantidad de \$7.926.227.879 y aprobar la forma en que se distribuirán las cuentas de patrimonio de Frontel, entre ésta y Frontel Transmisión con motivo de la División.

Aprobar la modificación a los estatutos de Frontel; y las otras materias que se indicaron en el aviso de citación a junta de accionistas.

Estas divisiones se enmarcan dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.



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 (CMF) 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

Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell / Extranjera

fulle

DIRECTOR TITULAR

Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

VICEPRESIDENTE

Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell / Extranjero

DIRECTOR TITULAR

Ashley Munroe / Extranjero

DIRECTOR TITULAR

Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL



ESTADOS FINANCIEROS

EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados financieros por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 e informe del auditor independiente



Deloitte
Auditores y Consultores Limitada
Rosario Norte 407
Rut: 80.276.200-3
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 y Directores 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 2020 y 2019 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 con 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 las normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros 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 en 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 opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas 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/acercade la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

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 2020 y 2019 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Énfasis en un asunto – División de la Sociedad

Tal como se indica en Nota 1a, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de ésta en dos sociedades, con efecto a partir del 31 de diciembre de 2020. La Sociedad como continuadora legal, que mantuvo la misma razón social, y que mantendrá el desarrollo del giro principal, a saber, la distribución eléctrica y una nueva sociedad, denominada "Frontel Transmisión S.A.", en adelante "Frontel Tx". A esta última le fueron asignadas producto de la división activos y pasivos relacionados con el negocio de transmisión eléctrica para dar cumplimiento a los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Marzo 29, 2021 Santiago, Chile

Delo. He

María Ester Pinto U. RUT: 10.269.053-2

Socia



Estados Financieros Clasificados

Correspondientes a los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019

EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. Estados de Situación Financiera, Clasificados

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

ACTIVOS	Nota	31/12/2020	31/12/2019
ACTIVUS	Nota	M\$	М\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	3.864.885	3.602.075
Otros activos no financieros corrientes		356.762	348.994
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	57.964.913	56.206.181
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	369.113	902.549
Inventarios corrientes	9	14.379.656	10.600.357
Activos por Impuestos corrientes, corriente	10	3.813.720	3.024.862
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.		80.749.049	74.685.018
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		80.749.049	74.685.018
ACTIVOS NO CORRIENTE			
TOTAL CONTROL			
Cuentas por cobrar no corrientes	7	3.000.608	4.792.779
	7 8	3.000.608	4.792.779 250.000
Cuentas por cobrar no corrientes		3.000.608 - 174.388	117521775
Cuentas por cobrar no corrientes Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	-	250.000
Cuentas por cobrar no corrientes Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	8 34	174.388	250.000 174.847 7.517.543
Cuentas por cobrar no corrientes Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación Activos intangibles distintos de la plusvalía	8 34 11	174.388 3.965.973	250.000 174.847 7.517.543 57.029.460
Cuentas por cobrar no corrientes Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación Activos intangibles distintos de la plusvalía Plusvalía	8 34 11 12	174.388 3.965.973 47.419.932	250.000 174.847
Cuentas por cobrar no corrientes Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación Activos intangibles distintos de la plusvalía Plusvalía Propiedades, planta y equipo	8 34 11 12 13	174.388 3.965.973 47.419.932 215.798.314	250.000 174.847 7.517.543 57.029.460 220.424.843 1.740.474
Cuentas por cobrar no corrientes Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación Activos intangibles distintos de la plusvalía Plusvalía Propiedades, planta y equipo Activos por Derechos de Uso	8 34 11 12 13	174.388 3.965.973 47.419.932 215.798.314 912.924	250.000 174.847 7.517.543 57.029.460 220.424.843



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. Estados de Situación Financiera, Clasificados

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	М\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	16	5.881.485	52.945.74
Pasivos por Arrendamientos, corrientes	14	243.295	330.03
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	17	42.310.421	42.570.75
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	6.239.796	5.304.45
Otras provisiones corrientes	19	4.458.135	3.810.15
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	27.494	889.76
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	19	2.673.018	2.606.66
Otros pasivos no financieros corrientes	21	15.260.707	18.166.44
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados		77.094.351	136 634 000
como mantenidos para la venta		77.094.351	126.624.00
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		77.094.351	126.624.00
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos por Arrendamientos, no corrientes	14	673.102	1.563.59
Otros pasivos financieros no corrientes	16	58.882.233	33.416.62
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	54.570.011	35.372.51
Pasivo por impuestos diferidos	15	10.650.500	13.131.75
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	19	4.853.865	4.184.24
Otros pasivos no financieros no corrientes	20	26.301	263.90
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		129.656.012	87.932.64
TOTAL PASIVOS		206.750.363	214.556.65
PATRIMONIO			
Capital emitido	22	125.811.171	133.737.39
Ganancias acumuladas	22	13.390.129	9.047.74
Otras reservas	22	9.202.324	11.924.87
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		148.403.624	154.710.01
TOTAL PATRIMONIO		148.403.624	154.710.01
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		355.153.987	369.266.67



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020	01/01/2019 al 31/12/2019
		M\$	M\$
GANANCIA			
Ingresos de actividades ordinarias	23	154.075.699	145.097.156
Otros ingresos	23	21.641.346	22.439.136
Materias primas y consumibles utilizados	24	(103.048.937)	(100.237.756)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(16.250.139)	(15.758.071)
Gasto por depreciación y amortización	26	(9.531.097)	(8.457.124)
Otros gastos, por naturaleza	28	(28.520.733)	(26.233.393)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	27	(2.995.889)	(1.318.204)
Otras ganancias (pérdidas)		71.855	67.600
Ingresos financieros	29	41.473	122.457
Costos financieros	29	(2.397.571)	(2.436.732)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	35	20.092	19.950
Diferencias de cambio	29	180.227	8.420
Resultados por unidades de reajuste	29	(986.041)	(1.310.888)
Ganancia antes de impuestos		12.300.285	12.002.551
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	15	(3.144.714)	(3.621.911)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		9.155.571	8.380.640
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas		2.422.663	2.563.232
Ganancia		11.578.234	10.943.872



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$	
Ganancia		11.578.234	10.943.872	
Otro resultado integral				
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	20	(184.995)	(503.518)	
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación				
que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(64)	(280)	
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(185.059)	(503.798)	
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos Diferencias de cambio por conversión Pérdidas (ganancias) por diferencias de cambio de conversión, antes de Impuestos Otro resultado integral, antes de Impuestos, diferencias de cambio por conversión	22	(1.756) (1.756)	1.823 1.823	
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversion		(1.756)	1.823	
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	16	49.948	135.950	
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		49.948	135.950	
Otro Resultado Integral		(136.867)	(366.025)	
Resultado Integral Total		11.441.367	10.577.847	



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

		Primas de emisión MS	Otras participaciones en el patrimonio MS	Cambio en otras reservas									
Estado de Cambios en el patrimonio Neto	Capital Emitido M\$			Superavit de Revaluación MS	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\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Total Patrimonio Neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/2020	133.737.399				3.979		(667.574)	12.588.470	11.924.875	9.047.742	154.710.016	-	154.710.016
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables		-	-	-	-	-	-	-		-	-		
Patrimonio al 01/01/2020 con aplicación de nuevas normas	133.737.399	-			3.979	-	(667.574)	12.588.470	11.924.875	9.047.742	154.710.016	-	154.710.016
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral	•					-	-	-		-	-		-
Ganancia	-					-	-	-		11.578.234	11.578.234		11.578.234
Otro resultado integral	-	-			(1.756)	-	(135.111)	-	(136.867)	-	(136.867)	-	(136.867)
Resultado integral		-			-	-	-	-		-	11.441.367		11.441.367
Dividendos		-	-	-	-	-	-	-		(3.473.469)	(3.473.469)		(3.473.469)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-			-	-	-	-		-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(7.926.228)	-	-	-	-	-	-	(2.585.684)	(2.585.684)	(3.762.378)	(14.274.290)		(14.274.290)
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto	-	-			-	-	-	-		-	-		-
Total de cambios en patrimonio	(7.926.228)	-	-	-	(1.756)	-	(135.111)	(2.585.684)	(2.722.551)	4.342.387	(6.306.392)		(6.306.392)
Saldo Final al 31/12/2020	125.811.171		•	•	2.223		(802.685)	10.002.786	9.202.324	13.390.129	148.403.624	•	148.403.624

				Cambio en otras reservas									
Estado de Cambios en el patrimonio Neto	Capital Emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$	Ganancias acumuladas M\$	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora M\$	Participaciones no controladoras M\$	Total Patrimonio Neto M\$
Saldo Inicial al 01/01/2019	133.737.399	-	-	-	2.156	-	(299.726)	12.588.470	12.290.900	21.387.032	167.415.331		167.415.331
Ajustes de Períodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables			•		•		•						
Patrimonio al 01/01/2019 con aplicación de nuevas normas	133.737.399	-	-	-	2.156	-	(299.726)	12.588.470	12.290.900	21.387.032	167.415.331		167.415.331
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia							-			10.943.872	10.943.872		10.943.872
Otro resultado integral					1.823		(367.848)		(366.025)		(366.025)		(366.025)
Resultado integral							-				10.577.847		10.577.847
Dividendos							-		•	(23.283.162)	(23.283.162)		(23.283.162)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios			-		-		-						
Incrementos (disminuciones) por otros cambios			-		-		-						
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto							-		•		-		•
Total de cambios en patrimonio					1.823		(367.848)		(366.025)	(12.339.290)	(12.705.315)		(12.705.315)
Saldo Final al 31/12/2019	133.737.399				3.979		(667.574)	12.588.470	11.924.875	9.047.742	154.710.016		154.710.016



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A. Estados de Flujos de Efectivo Método Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

Estado de flujos de efectivo Método Directo	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			*** *** ***
Clases de cobros por actividades de operación		215.749.718	205.849.198
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		215.654.864	205.595.798
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		40,941	
Otros cobros por actividades de operación		53.913	253.400
Clases de pagos		(191.220.514)	(178.347.924)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(180.318.295)	(166.506.784)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(10.809.371)	(11.197.760)
Otros pagos por actividades de operación		(92.848)	(643.380)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(2.585.448)	57.382
Otras entradas (salidas) de efectivo		0	38.829
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		21.943.756	27.597.485
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(8.070.784)	(250.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		25.011	
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(52.202.004)	(60.395.254)
Cobros a entidades relacionadas		8.320.784	5.930.724
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		18.885	19.703
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		41.473	140.692
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(51.866.635)	(54.554.135)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		124.000.000	126.000.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	6	30.000.000	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	6	94.000.000	126.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	155.345.246	44.564.000
Reembolsos de préstamos y bonos, clasificados como actividades de financiación	6	(146.809.814)	(94.468.082)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros, clasificados como actividades de financiación	6	(358.980)	(357.778)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(96.014.750)	(24.598.198)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(3.268.706)	(22.484.441)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(2.768.064)	(2.648.813)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		30.124.932	26.006.688
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de			
cambio		202.053	(949.962)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		60.757	(11.947)
- Committee and			(111517)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		60.757	(11.947)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		262.810	(961.909)
Efactiva y aquivalentes al efactiva al principio del pariodo		2 602 075	4 562 004
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		3.602.075	4.563.984
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	3.864.885	3.602.075



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

	macion General y Descripcion del Negocio	
2.Resur	men de Principales Políticas Contables Aplicadas	
2.1	Principios contables	
2.2	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	
2.3	Período cubierto	
2.4	Bases de preparación	14
2.6	Combinación de negocios	14
2.7	Moneda funcional	15
2.8	Bases de conversión	15
2.9	Compensación de saldos y transacciones	15
2.10	Propiedades, planta y equipo	15
	Activos intangibles	
2.1	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	
2.1	·	
2.1		
2.1		
	Deterioro de los activos no financieros	
	Arrendamientos	
	3.1 Sociedad actúa como arrendatario:	
	3.2 Sociedad actúa como arrendador:	
	Instrumentos financieros	
	4.1 Clasificación y medición inicial de los activos financieros	
	4.2 Medición posterior de los activos financieros	
2.1	·	
2.1		
2.1		
	4.6 Derivados y operaciones de cobertura	
	4.7 Instrumentos de patrimonio	
	Otros pasivos no financieros	
2.1	O .	
2.1		
2.1	the state of the s	
	Provisiones	
	Beneficios a los empleados	
	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	
	Impuesto a las ganancias	
2.21	Reconocimiento de ingresos y costos	28
	Dividendos	29
2.23	Estado de flujos de efectivo	29 29
2.23 2.24	Estado de flujos de efectivo	29 29 30
2.23 2.24	Estado de flujos de efectivo	29 29 30 31
2.23 2.24	Estado de flujos de efectivo	29 29 30 31 31
2.23 2.24 3 Regul	Estado de flujos de efectivo	29 29 30 31 31
2.23 2.24 3 Regul 3.1 3.2 3.3	Estado de flujos de efectivo	29 30 31 31 32 32
2.23 2.24 3 Regul 3.1 3.2 3.3	Estado de flujos de efectivo	29 30 31 31 32 32
2.23 2.24 3 Regul 3.1 3.2 3.3	Estado de flujos de efectivo	29 30 31 31 32 32
2.23 2.24 3 Regul 3.1 3.2 3.3 3.4	Estado de flujos de efectivo Nuevos pronunciamientos contables	29 29 30 31 31 32 32 33
2.23 2.24 3 Regul 3.1 3.2 3.3 3.4	Estado de flujos de efectivo	29 30 31 31 32 32 33 33
2.23 2.24 3 Regul 3.1 3.2 3.3 3.4 3.4	Estado de flujos de efectivo Nuevos pronunciamientos contables lación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico Generación eléctrica Transmisión Distribución Marco regulatorio 1 Aspectos generales 2 Ley Tokman 3 Ley Net Metering	29 30 31 31 32 33 33 34 34
2.23 2.24 3 Regul 3.1 3.2 3.3 3.4 3.4 3.4. 3.4.	Estado de flujos de efectivo Nuevos pronunciamientos contables lación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico Generación eléctrica Transmisión Distribución Marco regulatorio 1 Aspectos generales 2 Ley Tokman 3 Ley Net Metering 4 Ley de Concesiones	29 30 31 31 32 32 33 34 34 34



3.4.7	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clier	
	regulados, y a la LGSE	
3.4.8	Ley de Transmisión	
3.4.9	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	
3.4.10	Ley de Generación Residencial	
3.4.11	Norma Técnica de Distribución	
3.4.12	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	
3.4.13	Ley de estabilización transitoria de precios	
3.4.14	Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo	
3.4.15	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19	
3.4.16	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	
	Gestión de Riesgos	
	o financiero	
	po de cambio	
	ariación UF	
	asa de interés	
	esgo de liquidez	
	esgo de Crédito	
	esgo COVID-19	
	estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	
	quivalentes al Efectivo	
	Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	
	ansacciones con Partes Relacionadas	
	s y transacciones con entidades relacionadas	
	torio y personal clave de la gerencia	
	Pasivos por Impuestos Corrientes	
	ntangibles Distintos de la Plusvalía	
	des, Planta y Equipo	
	s de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	
	esto a la renta	
•	esto a la renta	
	sivos Financieros Corrientes y No Corrientes	
	por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	
	ntos financieros	
	mentos financieros por categoría	
	Justo de instrumentos financieros	
	es	
	isiones corrientes por beneficios a los empleados	
	s provisiones corrientes	
	isiones no corrientes por beneficios a los empleados	
	multas	
	S	
	sivos no Financieros	
	io	
	nonio neto de la Sociedad	
	Capital suscrito y pagado	
	Dividendos	
	Reservas por diferencias de conversión	
	Otras reservas	
	Ganancias Acumuladas	
	ón de capital	
	icciones a la disposición de fondos	
	de Materias Primas y Consumibles Utilizados	
55541110	, ,	



25. Gastos por Beneficios a los Empleados	79
26. Gastos por Depreciación y Amortización	79
27. Pérdida por deterioro	
28. Otros Gastos por Naturaleza	80
29. Resultado Financiero	80
30. Información por Segmento	80
31. Medio Ambiente	81
32. Garantías Comprometidas con Terceros	81
33. Cauciones Obtenidas de Terceros	81
34. Compromisos y Restricciones	82
35. Sociedades Asociadas	83
36. Información Adicional Sobre Deuda Financiera	84
37. Moneda Extranjera	86
38. Sanciones	87
39. Hechos Posteriores	87



EMPRESA ELECTRICA DE LA FRONTERA S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019. (En miles de pesos chilenos- 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).

La Sociedad es una filial 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.

a.1) División Frontel – Frontel Transmisión S.A. (31 de diciembre 2020)

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de la Sociedad en dos, manteniéndose Frontel como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominará Frontel Transmisión S.A., en adelante "Frontel Transmisión", la que operará los activos de transmisión.

La división tuvo efecto a partir del 31 de diciembre de 2020, y se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.



Los saldos traspasados al 31 de diciembre de 2020, son los siguientes:

ACTIVOS	Nota	31/12/2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes		2.799.398
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.		2.799.398
Activos No Corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		2.799.398
ACTIVOS NO CORRIENTE		
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	3.666.570
Plusvalía		9.609.528
Propiedades, planta y equipo	13	43.875.619
Activos por Derechos de Uso	14	1.186.519
Activos por impuestos diferidos	15	108.061
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		58.446.298
TOTAL ACTIVOS		61.245.696
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Pasivos por Arrendamientos, corrientes	14	143.482
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		36.938
Otros pasivos no financieros corrientes	21	15.667
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		196.087
Pasivos incluidos en grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenida para distribuir a los propietarios		-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		196.087
PASIVOS NO CORRIENTES		
Pasivos por Arrendamientos, no corrientes	14	1.220.012
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		40.000.000
Pasivo por impuestos diferidos	15	5.332.057
Otros pasivos no financieros no corrientes TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	21	223.251 46.775.320
TOTAL PASIVOS		46.971.407
PATRIMONIO		
TATIONIO		
Capital emitido	22	7.926.228
Ganancias acumuladas	22	3.762.378
Otras reservas	22	2.585.683
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		14.274.289
TOTAL PATRIMONIO		14.274.289
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		61.245.696
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.

Dentro de la normativa legal que regula el negocio de la Sociedad, la Ley N°21.194 publicada el 21 de diciembre de 2019, considera una rebaja en la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la "Ley Corta". De conformidad a las modificaciones incorporadas por la Ley Corta a la Ley General de Servicios Eléctricos, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Mediante distintas resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante el año 2020, dicha autoridad determinó el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley Corta, estos requerimientos se aplicarán a partir del 1 de enero de 2021, sin perjuicio de que estas resoluciones permiten que aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas a la CNE, incluyendo un calendario de planificación para su materialización, hasta el 1 de enero de 2021 con una extensión de plazo al 1 de enero de 2022.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Para estos fines, las NIIF 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 (CINIIF).

Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 29 de marzo de 2021.

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 2020 y 2019.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

2.4 Bases de preparación

Los Estados Financieros han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, excepto en el caso de los instrumentos financieros, registrados a valor razonable.

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., Edelaysen, 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 2020 el valor de la participación en estas tres sociedades es de M\$174.388 y al 31 de diciembre de 2019 de M\$174.847 (Ver nota 35).

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 Integrales.

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 Integrales.

Los activos y pasivos en moneda extranjera y en moneda reajustable (UF), son traducidos a los tipos de cambio o valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros, según el siguiente detalle:

	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Dólar Estadounidense	710,95	748,74
Unidad de Fomento (UF)	29.070,33	28.309,94

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 calificados, 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 PRESTAMOS CAPITALIZADOS	31/12/2020	31/12/2019	
	M\$	M\$	
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	685.429	456.251	
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,08%	3,04%	

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$2.659.347 por el año terminado al 31 de diciembre de 2020 y de M\$2.736.545 por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 (ver nota 25).
- 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 NIIF, 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 2020 y 2019.



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

ACTIVO FIJO	INTERVALO DE AÑOS DE VIDA UTIL ESTIMADA
Edificio	40-80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Instalaciones fijas y accesorios:	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 2020 y 2019.

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 y desarrollo, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados.

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 de que se reverse un deterioro posteriormente, el valor libro aumenta a la estimación revisada del valor recuperable, pero hasta el punto de no superar 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 las propiedades, plantas y equipos, activo intangible (en el caso que cumplan las condiciones para evaluación) y plusvalía (en forma anual), el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad.

Para estimar el valor en uso, la Sociedad prepara las proyecciones de flujos de caja futuros a partir de los presupuestos más recientes disponibles y aprobados por la Administración y el Directorio.

Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidad Generadora 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.

El período de estimación de las proyecciones es de cinco años y se estiman los flujos para los años siguientes utilizando tasas de crecimiento razonables, las que son determinadas de acuerdo con el comportamiento histórico de la Sociedad.

La hipótesis clave, así como el enfoque utilizado por la Sociedad para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Crecimiento de la demanda de energía: la estimación de crecimiento de las ventas de energía se ha calculado sobre la base del comportamiento de las realidades locales y sectoriales para el corto y mediano plazo histórico y en el largo plazo, según la estimación de crecimiento del IMACEC, variable que en períodos largos muestra una relación estructural con el comportamiento de la demanda.
- Precios de compra y venta de energía: Los precios de compra se determinan según los contratos vigentes y su evolución para los próximos años. Los precios de venta de las proyecciones del negocio eléctrico (principalmente distribución y transmisión) se determinan de modo que se obtenga una rentabilidad regulatoria promedio. Así, los ingresos netos (ingresos por venta menos costo de venta y costos fijos) por sobre las inversiones realizadas deben entregar las rentabilidades promedio.
- Inversiones en propiedad Planta y Equipo: Los requerimientos de nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como las exigencias de la autoridad (por ejemplo inversiones en Norma Técnica) son considerados en esta proyecciones. El Plan de inversiones es actualizado periódicamente con el fin de hacer frente al crecimiento del negocio.
- Costos fijos: los costos fijos se proyectan considerando la base vigente, el crecimiento de las ventas, clientes e inversiones. Tanto en lo relativo a la dotación de personas (considerando ajustes salariales y de IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado.
- Variables Macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio entre otras) que se requieren para proyectar los flujos (tarifas de venta y los costos) se obtienen de informes de terceros.

Al cierre de diciembre de 2020, la Sociedad realizó una revisión de sus flujos proyectados. La tasa utilizada para determinar una perpetuidad es de 3.0% nominal en pesos (ídem en 2019). Los flujos se descontaron a una tasa de descuento pesos antes de impuestos de 7,5% (7,3% en 2019), las que recogen el costo de capital del negocio. Al cierre de diciembre de 2020 los flujos reales han mostrado mejor evolución que lo esperado en junio 2020 en relación con COVID-19. Tomando en cuenta estos supuestos la Administración no detectó evidencia de deterioro en su UGE.



2.13 Arrendamientos

2.13.1 Sociedad actúa como arrendatario:

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Sociedad analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Al comienzo del arrendamiento se registra en el Estado de Situación Financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

La Sociedad reconoce inicialmente los activos por derecho de uso al costo. El costo de los activos por derecho de uso comprende: i) importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento; ii) los pagos por arrendamiento realizados; iii) los costos directos iniciales incurridos; y iv) la estimación de los costos por desmantelamiento o restauración.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor.

El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la sociedad, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra; y v) penalizaciones por término del arriendo.

Después de la fecha de inicio, el pasivo por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses y se reduce por los pagos por arrendamiento realizados. Además, el valor en libros del pasivo se vuelve a medir si existe una modificación en los términos del arrendamiento (cambios en el plazo, en el importe de los pagos o en la evaluación de una opción de comprar o cambio en los importes a pagar). El gasto por intereses se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo pendiente del pasivo por arrendamiento.

Los arrendamientos de corto plazo, igual o inferior a un año, o arrendamiento de activos de bajo valor se exceptúan de la aplicación de los criterios de reconocimiento descritos anteriormente, registrando los pagos asociados con el arrendamiento como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

2.13.2 Sociedad actúa como arrendador:

Cuando la Sociedad actúa como arrendador, clasifica al inicio del acuerdo si el arrendamiento es operativo o financiero, en base a la esencia de la transacción. Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo subyacente se clasifican como arrendamientos financieros.

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la sociedad reconoce en su Estado de Situación Financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.



En el caso de los arrendamientos operativos, los pagos por arrendamiento se reconocen como ingreso de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto. Los costos directos iniciales incurridos para obtener un arrendamiento operativo se añaden al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gasto a lo largo del plazo del arrendamiento, sobre la misma base que los ingresos del arrendamiento.

2.14 Instrumentos financieros

Un instrumento financiero corresponde a cualquier contrato que origina un activo financiero en una entidad y un pasivo financiero o un instrumento de patrimonio en otra entidad.

2.14.1 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 clasificación y medición corresponde a la siguiente:

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 capital 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 capital 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 Estado de Situación Financiera 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.



2.14.2 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: (i) 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 Estado de Resultados Integrales. Otras ganancias y pérdidas netas también se reconocen en el Estado de Resultados Integrales.
- (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 año. 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.

2.14.3 Deterioro de activos financieros no derivados

Para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, el grupo aplica un enfoque simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

Bajo este enfoque simplificado el grupo ha determinado una matriz de provisión que se basa en las tasas de incumplimiento histórico de sus clientes, donde se revisan al menos los últimos 3 años el comportamiento en los recaudos de clientes a lo largo de la vida del activo y se ajusta por estimaciones prospectivas tomando en cuenta los factores macroeconómicos más relevantes que afectan la cobranza y que han mostrado correlación con los recaudos en el pasado. Las variables macroeconomías se revisan en forma periódica, el grupo identifica como las principales variables macroeconómicas que afectan los recaudos; el producto interno bruto del país y de las regiones donde tiene presencia, las tasas de desempleo nacional y regionales, y variaciones en el poder adquisitivo de los clientes.

Cuando existe información fehaciente que indica que la contraparte está en dificultades financieras severas y no existe una perspectiva realista de recupero, por ejemplo cuando la contraparte ha sido puesta en liquidación o ha entrado en procedimiento judicial de quiebra, o en el caso de cuentas comerciales por cobrar, cuando los importes han estado morosos , se procederá al castigo de servicios incobrables por concepto de venta de energía y de clientes por otras ventas, de acuerdo a los requisitos establecidos por el Servicio de Impuestos Internos y de acuerdo a las políticas establecidas por la Sociedad , en relación a los servicios y consumos que se encuentran impagos, ajustados por estimación de deterioro y que previamente se hayan agotado todos los medios prudenciales de cobro.

Para las cuentas por cobrar comerciales y activos contractuales, el grupo aplica principalmente una evaluación colectiva, basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos de clientes, teniendo en cuenta el tipo de negocio, el contexto regulatorio y similitudes en el comportamiento de pagos históricos.

Los Deudores Comerciales son usuarios del Sistema de transmisión son empresas distribuidoras o generadoras, que cuidan de mantener la cadena de pagos de la industria eléctrica. El riesgo de crédito de este negocio es bajo.



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 2020. Por consiguiente, la administración no espera reconocer pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses para los préstamos a empresas relacionadas.

2.14.4 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.

2.14.5 Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros

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

- 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 integrales 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 la Sociedad tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del Estado de Situación Financiera.

2.14.6 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

Consiste 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 período, 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 año; 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 año. Esto es aplicable incluso si la partida cubierta se mide al costo.

a.2) Coberturas de flujo de caja

Consiste 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:

- 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 año.



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 otros resultados integrales, deberá reclasificarse del patrimonio a resultados como un ajuste por reclasificación.

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

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 estado de resultados integrales.

AL 31 de diciembre de 2020, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad que requieran ser contabilizados separadamente.

2.14.7 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.

2.15 Inventarios

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

2.16 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.16.1 Ingresos diferidos

En este rubro se incluyen, fundamentalmente, emisiones de documentos o pagos recibidos de clientes por servicios, 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 integrales 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.

2.16.2 Subvenciones estatales

Las subvenciones gubernamentales se reconocen por su valor justo cuando hay una seguridad razonable de que la subvención se cobrará y la Sociedad 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.

2.16.3 Obras en construcción para terceros

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

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.

2.17 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.

2.18 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 3,21% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.19 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el Estado de Situación Financiera, 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.

2.20 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.

La Sociedad tributa con el "Régimen Parcialmente Integrado", la tasa de impuesto de primera categoría es de un 27%. En este Régimen, el crédito para los impuestos global complementario o adicional será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

2.21 Reconocimiento de ingresos y costos

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

La Sociedad reconoce los ingresos cuando (o a medida que) se transfiere el control sobre un bien o servicio al cliente. Los ingresos se miden en base a la contraprestación a la que se espera tener derecho por dicha transferencia de control, excluyendo los montos recaudados en nombre de terceros.

i) 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 a lo largo en el tiempo.

ii) 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 a lo largo en el tiempo.

iii) 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.

iv) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.16.3):

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.

v) 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.

La Sociedad determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación, si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, la Sociedad aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Sociedad espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicios al cliente es de un año o menos.

Dado que la Sociedad reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del año sobre el que se informa.

2.22 Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas se reconoce como un pasivo en base devengada al cierre de cada año en los Estados Financieros de la Sociedad, en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N° 79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

Para el cálculo de la utilidad liquida 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 NIIF, no formaran parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.23 Estado de flujos de efectivo

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

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



2.24 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2020:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria			
Definición de un negocio (enmiendas a NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.			
Definición de Material (enmiendas a NIC 1 y NIC 8)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.			
Marco Conceptual para el Reporte Financiero Revisado	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.			
Reforma sobre Tasas de Interés de Referencia (enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2020.			
Concesiones de Arrendamientos Relacionadas a COVID-19 (enmiendas a NIIF 16)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de junio de 2020.			

Impacto de la aplicación de nuevas normas y enmiendas

Enmienda NIIF 16, Concesiones de Arrendamientos Relacionadas a COVID-19:

La pandemia de COVID-19 ha llevado a algunos arrendadores a proporcionar alivio a los arrendatarios al diferirles o liberarles de los importes que de otra forma tienen que pagar. En algunos casos, esto es a través de la negociación entre las partes, pero puede ser consecuencia de un gobierno que alienta o requiere que se brinde la ayuda. Tal alivio está teniendo lugar en muchas jurisdicciones en las que operan las entidades que aplican las NIIF.

Cuando hay un cambio en los pagos de arrendamiento, las consecuencias contables dependerán de si ese cambio cumple con la definición de una modificación de arrendamiento, que la NIIF 16 define como "un cambio en el alcance de un arrendamiento, o la consideración de un arrendamiento, que no formaba parte de los términos y condiciones originales del arrendamiento (por ejemplo, agregar o terminar el derecho a usar uno o más activos subyacentes, o extender o acortar el plazo del arrendamiento contractual)".

Las enmiendas a NIIF 16:

- Proporcionan una excepción a los arrendatarios de evaluar si la concesión de arrendamiento relacionada con COVID-19 es una modificación del arrendamiento;
- 2. Requiere a los arrendatarios que apliquen la excepción a contabilizar la concesión de arrendamiento relacionada con COVID-19 como si no fuera una modificación al arrendamiento.
- 3. Requiere que los arrendatarios que apliquen la excepción a revelar ese hecho; y
- 4. Requiere a los arrendatarios que apliquen la excepción retrospectivamente en conformidad con NIC 8, pero no requiere que se re-expresen cifras de períodos anteriores.

Las enmiendas no proporcionan un alivio adicional a los arrendadores dado que la situación actual no es igualmente desafiante para ellos y la contabilización requerida no es tan complicada.

Las enmiendas son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada. Estas modificaciones deben aplicarse de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del período anual en el que se aplique por primera vez la modificación.

Esta enmienda no ha tenido un efecto significativo en los resultados reportados en estos Estados Financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

Impacto de la aplicación de Enmiendas

La aplicación de las enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los resultados 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 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.			
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria			
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.			
Referencia al Marco Conceptual (enmiendas a NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.			
Propiedad, Planta y Equipo – Ingresos antes del Uso Previsto (enmiendas a NIC 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.			
Contratos Onerosos – Costos para Cumplir un Contrato (enmiendas a NIC 37)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.			
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, ciclo 2018-2020 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 41)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022.			
Reforma sobre Tasas de Interés de Referencia – Fase 2 (enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2021.			

Impacto de la aplicación de nuevas normas y enmiendas

La Sociedad se encuentra evaluando el impacto de la adopción de las nuevas normas y enmiendas a las normas.

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 21.11.2017 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 Edelaysen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1 Generación eléctrica

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

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

a) Mercado de los grandes clientes: Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. 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 trasferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un período 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. Hasta ahora, la tarifa era fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% antes de impuestos para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados.

Producto de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.2019, cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

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 las 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.

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 N°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 Ley de Generación Residencial

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

3.4.11 Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, a partir de fines de septiembre de 2018, producto de la publicación de decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, se da inicio al período de implementación gradual de las exigencias establecidas en la nueva Norma técnica.

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Recientemente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29.04.2019) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se ha dado inicio a un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementar dicho anuncio y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión fue publicada el 10.12.2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.



3.4.12 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.2019 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios propuestos son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación podrán ser observables y discrepables en el Panel de Expertos.
- d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.
- e) Informe técnico CNE preliminar observable y discrepable en el Panel de Expertos.
- f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. Realizado con la vida útil de la empresa modelo.
- g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

3.4.13 Ley de estabilización transitoria de precios

La ley N° N°21.185-19 del Ministerio de Energía publicada en el Diario Oficial el 02 de noviembre de 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31/12/2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda cargo de las generadoras se espera que se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31/12/2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

3.4.14 Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276 de fecha 28 de julio y rectificada mediante Resolución Exenta CNE Nº287 de 31 de julio de 2020, en adelante la "Resolución". En ella, se determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la "Ley".

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de esta Ley.



3.4.15 Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley 21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

3.4.16 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 estadounidenses. 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 80,3% 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 54% de la deuda financiera está estructurada mediante bonos, y se encuentra denominada en UF, consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

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 de la UF por el período de cierre de estos Estados Financieros, con respecto de la variación real de la UF. El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$207.337 al 31 de diciembre de 2020.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2020 y 2019:

	Total Deuda	Financiera	□ Variación %	Efecto en Resultados		
Tipo de Deuda	31/12/2020 (M\$)	31/12/2019 (M\$)	aumento UF	31/12/2020 (M\$)	31/12/2019 (M\$)	
Deuda en UF (Bonos)	34.768.065	44.508.416	Tasa Interés Variable	207.337	255.374	

4.1.3 Tasa de interés

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

TASA	31/12/2020	31/12/2019
Tasa Interés Variable	0%	0%
Tasa Interés Fija	100%	100%

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 100% de la deuda financiera de la Sociedad está estructurada con vencimientos en el largo plazo, mediante bonos en un 54% y créditos bancarios en un 46%, con servicio de deudas anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.



A continuación se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés a diciembre de 2020 y diciembre de 2019:

	Corrien	te	_		No C	orriente			Totales
Capital e Intereses	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	461.462	5.979.854	922.925	922.925	922.925	3.544.711	16.465.014	14.367.420	43.587.236
Préstamos Bancarios	232.500	223.750	458.750	455.000	-	30.456.250	-	-	31.826.250
Arriendos Financieros	83.160	192.256	209.745	181.247	190.074	129.137	890	-	986.509
Totales	777.122	6.395.860	1.591.420	1.559.172	1.112.999	34.130.098	16.465.904	14.367.420	76.399.995
Porcentualidad	1%	9%	2%	2%	1%	44%	22%	19%	100%
	Corrien	te	_	_	No C	orriente			Totales
Capital e Intereses	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	449.392	11.395.328	6.272.832	898.784	898.784	3.451.992	16.034.340	13.991.613	53.393.065
Préstamos Bancarios	42.231.504	-	-	-	-	-	-	-	42.231.504
Arriendos Financieros	131.488	198.542	133.667	94.674	92.672	33.874	950.706	-	1.635.623
Totales	42.812.384	11.593.870	6.406.499	993.458	991.456	3.485.866	16.985.046	13.991.613	97.260.192
Porcentualidad	44%	12%	7%	1%	1%	4%	17%	14%	100%

La Sociedad realiza una administración de caja conjunta con la matriz (Eléctricas y Grupo Saesa) y la relacionada (Saesa), con la que los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo. Adicionalmente, la Sociedad cuenta con líneas de corto plazo aprobadas con bancos e instituciones financieras por montos muy superiores a su actual endeudamiento de corto plazo.

Frontel en la actualidad, junto a sus empresas relacionadas, se encuentra en proceso de renovación de su línea de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

Respecto del impacto de COVID-19, La Sociedad ha estado monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Así, en agosto de 2020, la empresa restructuró su deuda a través de dos créditos por M\$30.000.000 a largo plazo Banco Chile, para asegurar la liquidez y el financiamiento del plan de inversiones.

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.

Debido a la pandemia del COVID-19, y las distintas medidas tomadas por el Gobierno y las empresas, se ha cancelado temporalmente la capacidad de las empresas de cortar el suministro por deuda para clientes con vulnerabilidad, pero no la condonación de esta. Lo anterior, se ha traducido en un aumento de los niveles de morosidad y de crédito de los clientes, los que deberán ser regularizados una vez normalizada la contingencia a través del cobro normal de esta o de la repactación en cuotas y se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales (corte de suministro).

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 2020 y diciembre de 2019, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2020	31/12/2019	
	M\$	M\$	
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	181.001.848	173.165.279	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	2.952.063	1.337.657	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas/ ingresos operacionales	1,63%	0,77%	

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.

4.1.6 Riesgo COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe.

En este contexto, la Sociedad ha implementado diversos planes de acción para enfrentar esta pandemia, los cuales abarcan aspectos de protección de la salud de los colaboradores, aseguramiento de la continuidad operacional y cumplimiento de lo establecido con clientes, seguimiento de morosidad por tipo de deudores y cartera y análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez.

Para la Sociedad, la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores y contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, considerando las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

- Plan de continuidad operacional: Se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que
 puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo a la naturaleza de sus
 responsabilidades lo puedan hacer. Al 31 de diciembre de 2020, prácticamente el 100% de los
 colaboradores de la Sociedad se encuentran realizando trabajo remoto.
- Protección de salud de los colaboradores: Implementación de protocolos sanitarios para aquellos trabajadores que deban realizar su trabajo en terreno, tanto en actividades de operación y mantenimiento, construcción y atención de público, además de contar con kits de seguridad basados en las recomendaciones de las autoridades sanitarias competentes. Esto ha permitido mantener los estándares de operación del sistema eléctrico (según lo requerido por Ley, ya que como empresa de servicio público no se puede dejar de prestar el servicio), así como evitar retrasos mayores en la construcción de obras que atenderán el crecimiento futuro del consumo.



Seguimiento de la morosidad por tipo de deudores y cartera: La Sociedad ha establecido un comité corporativo para dar un seguimiento continuo en estos aspectos. Se ha suspendido el corte suministro a clientes residenciales y se otorgarán facilidades de pago en cuotas para aquellos clientes más vulnerables. El 5 de agosto de 2020, la iniciativa acordada al inicio de la Pandemia entre las empresas eléctricas y el Gobierno de no cortar el suministro y permitir el refinanciamiento en cuotas para aquellos clientes con el 40% de vulnerabilidad, fue extendida al 60% más vulnerable con la emisión de la Ley N°21.249, en donde se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Por otra parte, la Sociedad ha reforzado sus canales web (cuyo uso ha aumentado en forma considerable), y está mejorando el proceso de obtención de convenios de pago de los clientes, de modo de aquellas personas, que presentan inconvenientes, puedan realizarlo con facilidad a través de la página web de la empresa o atención presencial en sucursales disponibles.

 Análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez: La Sociedad ha estado monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Así, en agosto de 2020, la empresa restructuró su deuda a través de un crédito por M\$30.000.000 a largo plazo Banco Chile, para asegurar la liquidez y el financiamiento del plan de inversiones.

La Sociedad se encuentra evaluando activamente y respondiendo, a los posibles efectos del brote de COVID-19 en nuestros colaboradores, clientes, proveedores, y distintos stakeholders, en conjunto con una evaluación continua de las acciones gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

Al 31 de diciembre de 2020, el principal efecto en el Estado de Resultados Integrales de la Sociedad tiene relación con el aumento de la morosidad y por tanto en la pérdida por deterioro de las cuentas comerciales que presentó un aumento de MM\$1.614, que equivale a un 121% por sobre el mismo período del año anterior.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento muy excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que en la realidad el escenario ha tenido constantes cambios.

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 mencionados juicios y estimaciones podrían también tener un impacto significativo en los mismos. 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 opinado que una pérdida no es probable que ocurra o, cuando sea probable que ocurra pero no se pueda estimar de manera confiable, no se constituyen provisiones al respecto, y cuando han opinado que es probable que una pérdida ocurra, se constituyen las provisiones respectivas.
- Aplicación de NIIF 16: Los juicios críticos requeridos en la aplicación de esta norma incluyen los siguientes:
 - Estimación del plazo de arrendamiento.
 - Determinar si es razonable cierto que una opción de extensión o terminación será ejercida.
 - Determinación de la tasa apropiada para descontar los pagos de arrendamientos.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento muy excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que en la realidad el escenario ha tenido constantes cambios.

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 2020 y 2019, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2020	31/12/2019	
	M\$	M\$	
Efectivo en caja	1.560.106	1.823.655	
Saldo en Bancos	1.719.767	1.778.420	
Otros instrumentos de renta fija	585.012	-	
Totales	3.864.885	3.602.075	

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		Monto inversión		
	Nombre entidad financiera	instrumento	Clasificación de Riesgo	31/12/2020	31/12/2019	
		financiero	THE 350	M\$	M\$	
Frontel	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	AA+ fm/M1	585.012	-	
Totales				585.012		

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2020	31/12/2019	
Detaile dei electivo y equivalentes dei electivo	ivioneda	M\$	M\$	
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	CLP	3.764.232	3.600.141	
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	100.653	1.934	
Totales		3.864.885	3.602.075	

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 2020 y 2019.

	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						
	31/12/2019 M\$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos .	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos Amortización	31/12/2020 M\$
Préstamos corriente	42.055.380	(136.000.000)	(806.449)	94.000.000			934.819					183.750
Préstamos no corriente				30.000.000								30.000.000
Arrendamiento Financiero Corriente	330.029		(42 360)				88.184	1.605			(134.163)	243.295
Arrendamiento Financiero no Corriente	1.563.593		-	-		(358.980)		43.738		733.583	(1.308.832)	673.102
Bonos	44.306.991	(10.809.814)	(1.245.078)	-			1.211.233	1.100.911			- 15.725	34.579.968
Préstamos en cuenta corriente	10.934	-	(674.177)	-			729.602	(83)				66.276
Préstamos en cuenta no corriente	35.372.511	(96.014.750)			155.345.246			(132.996)			(40.000.000)	54.570.011
Totales	123.639.438	(242.824.564)	(2.768.064)	124.000.000	155.345.246	(358.980)	2.963.838	1.013.175		733.583	(41.442.995) 15.725	120.316.402

	Flujos de efectivo						Cambios distintos de efectivo						
	31/12/2018 M\$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos	Amortización	31/12/2019 M\$
Préstamos corriente		(84.000.000)	(483.350)	126.000.000			538.730						42.055.380
Arrendamiento Financiero Corriente			(67.879)		-	(357.778)	79.565	66.417	3.029	606.676		-	330.030
Arrendamiento Financiero no Corriente					-		-			1.563.592			1.563.592
Bonos	53.494.336	(10.468.082)	(1.467.574)	-			1.435.836	1.297.805				14.670	44.306.991
Préstamos empresa relacionada corriente	39.500		(630.010)				601.323	121					10.934
Préstamos empresa relacionada no corriente	15.272.691	(24.598.198)	_	-	44.564.000			134.018					35.372.511
Totales	68.806.527	(119.066.280)	(2.648.813)	126.000.000	44.564.000	(357.778)	2.655.454	1.498.361	3.029	2.170.268		14.670	123.639.438



7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	31/12	/2020	31/12/2019		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	
	M\$	M\$	M\$	M\$	
Deudores comerciales, bruto	49.857.967	-	43.933.593	-	
Otras cuentas por cobrar, bruto	14.670.333	3.000.608	16.326.085	4.792.779	
Totales	64.528.300	3.000.608	60.259.678	4.792.779	
	31/12	/2020	31/12/2019		
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	
	M\$	M\$	M\$	M\$	
Deudores comerciales, neto	45.921.461	-	41.848.581	-	
Otras cuentas por cobrar, neto	12.043.452	3.000.608	14.357.600	4.792.779	
Totales	57.964.913	3.000.608	56.206.181	4.792.779	
	31/12		31/12/		
Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	
	M\$	M\$	M\$	M\$	
Deudores comerciales	3.936.506	-	2.085.012	-	
Otras cuentas por cobrar	2.626.881	-	1.968.485	-	

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados o provisionados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	31/12/2	2020	31/12/2019		
Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	
	M\$	M\$	М\$	M\$	
Facturados	33.107.433	2.367.833	31.675.830	3.288.378	
Energía y peajes	20.844.323	-	17.638.000	-	
Anticipos para importaciones y proveedores	1.386.538	-	1.391.219	-	
Cuenta por cobrar proyectos en curso	292.789	-	218.970	-	
Convenios de pagos y créditos por energía	1.893.476	152.906	1.310.447	123.780	
Deudores materiales y servicios	1.050.369	-	2.537.618	-	
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.261.001	1.035.872	5.448.977	1.723.050	
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	312.280	1.169.352	287.249	1.431.845	
Otros	3.066.657	9.703	2.843.350	9.703	
No Facturados o provisionados	29.437.861	-	26.784.796	-	
Energia y Peajes uso de líneas eléctricas	1.383.744	-	3.708.646	-	
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	16.995.168	-	10.958.100	-	
Equidad Tarifaria Residencial	2.688.467	-	3.886.484	-	
Energía en medidores (*)	7.947.264	-	7.742.363	-	
Provisión ingresos por obras	304.153	-	461.900	-	
Otros	119.065	-	27.303	-	
Otros (Cuenta corriente empleados)	1.983.006	632.775	1.799.052	1.504.401	
Totales, Bruto	64.528.300	3.000.608	60.259.678	4.792.779	
Provisión deterioro	(6.563.387)	-	(4.053.497)	-	
Totales, Neto	57.964.913	3.000.608	56.206.181	4.792.779	

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



Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

	31/12/	2020	31/12/2019		
Otras cuentas por cobrar	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	
	M\$	M\$	M\$	M\$	
Convenios de pagos y créditos	1.893.476	152.906	1.310.447	123.780	
Anticipos para importaciones y proveedores	1.386.538	-	1.391.219	-	
Cuenta por cobrar proyectos en curso	596.942	-	680.870	-	
Deudores materiales y servicios	1.050.369	-	2.537.618	-	
Cuenta corriente al personal	1.983.006	632.775	1.799.052	1.504.401	
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.261.001	1.035.872	5.448.977	1.723.050	
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	312.280	1.169.352	287.249	1.431.845	
Otros deudores	3.185.722	9.703	2.870.653	9.703	
Totales	14.669.334	3.000.608	16.326.085	4.792.779	
Provisión deterioro	(2.626.881)	-	(1.968.485)	-	
Totales, Neto	12.042.453	3.000.608	14.357.600	4.792.779	

Los montos referidos a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos son:

 Conceptos generados por diferencias entre los precios pagados a los generadores y los precios recaudados a los clientes, lo que a la fecha han generado saldos por cobrar al sistema de generación por M\$ 15.727.485 a diciembre de 2020 y M\$ 9.103.022 a diciembre 2019.

Cabe mencionar que, el Artículo 2° de la Ley N°21.185 señala como principio que las empresas distribuidoras traspasen íntegramente a sus suministradores los precios señalados en cada uno de los contratos de acuerdo con la temporalidad que establece la Ley, sin que aquello les signifique un costo o un ingreso adicional a los ingresos tarificados por valor agregado de distribución (VAD). Señala además que los ajustes que se vayan produciendo sean abonados o cargados a los generadores de manera que no signifique una discriminación arbitraria. Por lo tanto, por el principio de "pass through" no debería producirse un efecto positivo o negativo por este concepto a la distribuidora.

 Otros conceptos por - M\$ 682.111 en diciembre de 2020 y por M\$ 1.855.078 en 2019, se refiere principalmente a ítems a adicionar o deducir a la tarifa de distribución por actividades de corte y reposición, ETR por incorporar en nuevos decretos y RGL. Este último corresponde a un descuento en la componente de energía de las tarifas reguladas (no sólo las residenciales), de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación.

Los conceptos mencionados anteriormente deben ser liquidados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en forma periódica (una o dos veces al año). En caso de producirse demoras en la emisión de los decretos o que estos no contengan todos los conceptos involucrados, la Sociedad realiza las gestiones ante la autoridad para incorporar estos montos en las próximas liquidaciones con sus respectivos intereses y reajustes.

Estabilización VAD: Este concepto nace con Producto de la Ley N°21.194, la que indica que los niveles de precios asociados al valor agregado de distribución permanecerán constantes hasta octubre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la correcta indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Se encuentra en curso el proceso de fijación noviembre 2020 – octubre 2024 dónde se incorporarán estos saldos, los que serán reajustados sólo por IPC. El valor relacionado con este monto alcanza a M\$ 1.949.794 en diciembre de 2020 (sin monto en diciembre 2019).

El monto referido a ETR cuya finalidad es la de lograr que ninguna cuenta tipo de clientes residenciales sea superior al 10% de la cuenta residencial promedio nacional (se aplica un descuento a los clientes residenciales en las zonas que superan este promedio más el 10% y se aplica un recargo para los clientes residenciales y no residenciales en las zonas que se encuentran bajo el promedio), muestra un valor de M\$2.688.467 a diciembre de 2020 y a M\$ 3.886.483 en diciembre de 2019. Este concepto debe ser liquidados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) en forma periódica (una o dos veces al año).



- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2020 es de M\$60.965.521 y al 31 de diciembre de 2019 es de M\$60.998.960.
- 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 2020 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 375.610 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	347.895	48%
Comercial	13.998	20%
Industrial	2.417	12%
Otros	11.300	20%
Total	375.610	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 2020 y 2019 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	31/12/2020	31/12/2019
Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	7.983.688	11.270.283
Con vencimiento entre tres y seis meses	1.258.540	500.218
Con vencimiento entre seis y doce meses	1.300.020	294.536
Con vencimiento mayor a doce meses	144.337	75.581
Totales	10.686.585	12.140.618



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):

Tramos	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No vencidas	0,09%	0,27%
1 a 30	0,15%	0,60%
31 a 60	0,60%	3,40%
61 a 90	7,83%	28,67%
91 a 120	18,37%	47,34%
121 a 180	29,70%	63,92%
181 a 270	40,61%	69,72%
271 a 360	46,81%	72,72%
361 o más	93,65%	100,00%

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.

No obstante lo anterior, debido a la pandemia del COVID-19, y las distintas medidas tomadas por el Gobierno y las empresas, se ha cancelado temporalmente la capacidad de las empresas de cortar el suministro por deuda para clientes con vulnerabilidad, pero no la condonación de esta. Lo anterior, se ha traducido en un aumento de los niveles de morosidad y crédito otorgados a los clientes, los que deberán ser regularizados una vez normalizada la contingencia a través del cobro normal de esta o de la repactación en cuotas. Adicionalmente se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales, especialmente el corte de suministro.

d) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la estratificación de la cartera bruta, es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

		Saldo al 31/12/2020				Saldo al 31/12/2019							
Tramos de morosidad	Cartera n	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	245.777	49.281.316	3.020	1.583.458	248.797	50.864.774	224.950	48.103.209	2.001	999.053	226.951	49.102.262	
Entre 1 y 30 días	40.389	3.874.155	706	385.579	41.095	4.259.734	75.244	7.566.879	694	198.761	75.938	7.765.640	
Entre 31 y 60 días	18.114	2.427.290	375	223.215	18.489	2.650.505	25.276	3.089.682	380	66.943	25.656	3.156.625	
Entre 61 y 90 días	7.765	1.080.871	180	183.733	7.945	1.264.604	3.363	422.160	104	17.195	3.467	439.355	
Entre 91 y 120 días	5.348	726.166	130	40.116	5.478	766.282	1.863	287.910	59	7.871	1.922	295.781	
Entre 121 y 150 días	2.922	397.655	104	13.896	3.026	411.551	1.367	203.434	49	8.995	1.416	212.429	
Entre 151 y 180 días	2.948	505.878	89	13.046	3.037	518.924	1.334	326.616	37	5.427	1.371	332.043	
Entre 181 y 210 días	1.848	207.867	86	15.842	1.934	223.709	943	117.367	35	5.194	978	122.561	
Entre 211 y 250 días	2.705	540.579	81	11.318	2.786	551.897	975	150.313	31	8.625	1.006	158.938	
Más de 250 días	16.492	5.765.792	664	251.136	17.156	6.016.928	9.105	3.304.877	278	161.946	9.383	3.466.823	
Totales	344.308	64.807.569	5.435	2.721.339	349.743	67.528.908	344.420	63.572.447	3.668	1.480.010	348.088	65.052.457	



e) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

	Saldo 31/12/		Saldo al 31/12/2019		
Cartera protestada y en cobranza judicial	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$	
Documentos por cobrar protestados	2	17.082	7	2.277	
Documentos por cobrar en cobranza judicial	263	2.369.550	218	1.961.628	
Totales	265	2.386.632	225	1.963.905	

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 2019	3.400.665
Aumentos (disminuciones) del año	1.337.657
Montos castigados	(684.825)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	4.053.497
Aumentos (disminuciones) del año	2.952.063
Montos castigados	(442.173)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	6.563.387

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 2020 y 2019, es el siguiente:

	Saldo	al
Provisiones y castigos	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Provisión cartera no repactada	2.798.119	1.371.012
Provisión cartera repactada	153.944	(33.355)
Castigos del año	(442.173)	(684.825)
Totales	2.509.890	652.832



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 2020 y 2019, es el siguiente:

Accionistas	Número de	e acciones	Total	Participación	
Accionistas	Serie A	Serie B	Total	Participation	
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.(*)	305.439.660	7.409.954.230.822	7.410.259.670.482	99,3737%	
Villiger Klein, Lidia Blanca	904.922	27.146.711.522	27.147.616.444	0,3641%	
Inversiones Grupo Saesa Limitada	307.869	5.544.231.314	5.544.539.183	0,0744%	
Municipalidad de Nueva Imperial	117.700	3.530.868.250	3.530.985.950	0,0474%	
Municipalidad de Freire	93.862	2.815.774.843	2.815.868.705	0,0378%	
Instituto de Normalización Previsional	70.580	2.117.322.773	2.117.393.353	0,0284%	
Municipalidad de Perquenco	36.519	1.095.544.641	1.095.581.160	0,0147%	
Guevara Perez, Carolina	22.508	675.214.710	675.237.218	0,0091%	
Fundación Gustavo Mondion Mary	19.071	572.098.931	572.118.002	0,0077%	
Municipalidad de Los Angeles	18.861	565.805.480	565.824.341	0,0076%	
Sucesión Graciela Pendola Villouta	12.260	367.773.562	367.785.822	0,0049%	
Sociedad Inmobiliaria Rahue Limitada	8.566	256.972.510	256.981.076	0,0034%	
Otros minoritarios	204.828.826	1.804.919.481	2.009.748.307	0,0278%	
Totales	511.881.204	7.456.447.468.839	7.456.959.350.043	100%	

(*) El 1 de junio de 2020, Inversiones Grupo SAESA vendió, cedió y transfirió el 0,002896% de los derechos sociales que mantenía en la Sociedad Inversiones Los Ríos Limitada (en adelante Los Rios) a Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (en adelante Eléctricas). En atención que Eléctricas detentaba el 99,997104% restante de los derechos sociales de Los Rios, paso a detentar, como consecuencia de la Cesión, el 100% de los derechos sociales en dicha sociedad, la cual se disolvió. De esta forma Eléctricas se convierte en el accionista mayoritario de la Sociedad con un 99,3737%.

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 compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Sociedad Austral de Electricidad S.A. y su matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A., encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Durante el segundo semestre del año 2019 la Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. 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 34).



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

				31/12/	2020	31/12	/2019		
RUT	Sociedad	Descripción de la	Plazo de la	Naturaleza de	Moneda	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
		transacción	transacción	la relación		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\$	4.276		4.648	
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	284.210	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.282	-	1.249	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	52.857	-	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	26.068	-	20.294	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	318.291	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	76.814	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Venta de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	481.006	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-		10	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Dividendos por percibir	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	420	-	237	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	CH\$		-		250.000
					Totales	369.113		902.549	250.000

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

						31/12/2020		31/12/	2019
RUT	Sociedad	Descripción de la	Plazo de la	Naturaleza de	Moneda	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
		transacción	transacción	la relación		M\$	M\$	M\$	M\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Mantención Sistema de Transmisión	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$			-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-		48.004	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Compra de Materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	1.689	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Accionistas	CH\$	41.804		-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Accionistas	CH\$	-	44.094.000	-	32.198.000
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Accionistas	CH\$	4.446		4.446	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	16.925	-	-	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	CH\$	-	2.333.166	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Accionistas	CH\$	3.451.718	-	27	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	3.461	-		-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	-	2.147.281		
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Materiales y Costo Personas	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	2.063.541		1.491.731	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	345.823		-	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.903	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	9.748	-	1.789	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Matriz Común	UF	716			
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Menos de 90 días	Matriz Común	UF	-	2.864.053		
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	287.361		476.510	
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Accionistas	CH\$	2.583		2.441	
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente (interes)	Menos de 90 días	Accionistas	CH\$	3.370		10.934	
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Préstamos en Cuenta Corriente (capital)	Más de 1 año	Accionistas	CH\$	-	3.131.511	-	3.174.511
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	3.262.574	
76.024.762-6	Cóndor Holding SpA.	Dividendo por pagar	Menos de 90 días	Accionistas	CH\$	95	-	90	
6.443.633-3	Jorge Lesser Garcia-Huidobro	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	2.151		2.109	-
14.655.033-9	Iván Díaz- Molina	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	2.151	-	2.109	-
					Totales	6.239.796	54.570.011	5.304.453	35.372.511



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

					31/12/	2020	31/12/	/2019
RUT	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	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	(326.154)	(326.154)	(376.777)	(376.777)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Mantención Sistema de Transmisión	(76.224)	(76.224)	(67.719)	(67.719)
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes	27.311	27.311	58.242	58.242
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Servicio Costo Personal	(4.957.334)	(4.957.334)	(4.378.112)	(4.378.112)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Accionistas	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(3.131.511)	(56.019)	(4.782.399)	(353.924)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(2.333.166)	(104.825)	(3.336.989)	(4.926)
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	-	-	(5.948.590)	8.197
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(51.896.000)	(562.055)	28.440.642	(376.597)
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(312.484)	-	319.436	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	51.168	-	(7.997)	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(7.959)	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	236.206	-	28.450	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos - Materiales	(7.412)	-	(3.754.993)	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	(211.997)	-	519.307	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de Gastos	189.332	-		-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz	Dividendos por pagar	(3.262.574)		708.189	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Dividendos por pagar	(3.451.691)	-	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(2.864.053)	(716)	-	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Préstamo cuenta corriente (Capital /Intereses)	(2.147.282)	126.817	-	-

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 30 de abril de 2020 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, Ashley Munroe, Ben Hawkins y Christopher Powell como integrantes del Directorio.

En sesión celebrada con fecha 13 de mayo de 2020, 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 de directorio celebrada con fecha 14 de octubre de 2020, se tomó conocimiento de la renuncia al cargo de director de la Sociedad del señor Benjamin Hawkins y se designó en su reemplazo al señor Jon Reay.

Al 31 de diciembre de 2020 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Jorge Lesser García — Huidobro, Iván Díaz — Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jon Reay.

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	31/12/2020	31/12/2019
Director	M\$	M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	2.151	2.109
Iván Díaz - Molina	2.151	2.109
Totales	4.302	4.218

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 2020 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2021.

Los Directores señores Jon Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Christopher Powell y Ashley Munroe renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Frontel. 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 2020 y 2019, son las siguientes:

Director	31/12/2020	31/12/2019
Director	M\$	M\$
Jorge Lesser García-Huidobro	28.517	25.368
Iván Díaz - Molina	28.507	25.368
Totales	57.024	50.736

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con ocho ejecutivos como empleados directos, siete en 2019. La remuneración de estos ejecutivos con cargo a resultados asciende a M\$455.447 al 31 de diciembre de 2020 y M\$489.055 al 31 de diciembre de 2019.

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\$187.650 al 31 de diciembre de 2020 y M\$250.606 al 31 de diciembre de 2019 (incluye M\$48.060 de indemnización correspondiente a 1 finiquito).

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

Al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019 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 2020:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	12.977.055	12.613.073	363.982
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.792.538	1.724.168	68.370
Petróleo	42.415	42.415	-
Totales	14.812.008	14.379.656	432.352



Al 31 de diciembre de 2019:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	8.936.812	8.538.650	398.162
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.053.260	2.023.015	30.245
Petróleo	38.692	38.692	-
Totales	11.028.764	10.600.357	428.407

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\$17.428 para el año 2020 y un cargo de M\$201.079 para el año 2019.

Movimiento Provisión	31/12/2020	31/12/2019	
MOVIIIIEILO PIOVISIOII	M\$	M\$	
Provisión del período	17.428	201.079	
Aplicaciones a provisión	(13.483)	(75.008)	
Totales	3.945	126.071	

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	31/12/2020	31/12/2019
inventarios utilizados durante el periodo seguil gasto	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados(*)	9.263.511	11.730.582
Otros gastos por naturaleza (**)	1.824.545	1.697.401
Totales	11.088.056	13.427.983

(*) Ver Nota 24

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$17.340.842 (M\$26.557.924 al 31 de diciembre de 2019) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$670.116 (M\$1.128.207 al 31 de diciembre de 2019).

Los materiales utilizados en obra propias desde los inventarios de la Sociedad han disminuido en el período enerodiciembre 2020 en un 36% respecto al mismo período del año anterior, esto principalmente por la ralentización de obras de construcción como consecuencia de las medidas sanitarias adoptadas por la Sociedad y la autoridad por efecto de la pandemia.

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



10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y al 31 diciembre de 2019, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2020	31/12/2019	
Activos por impuestos comentes	M\$	M\$	
Impuesto renta por recuperar	126.228	-	
IVA Crédito fiscal por recuperar	1.953.060	1.407.304	
IVA Débito fiscal por recuperar (*)	1.337.928	1.337.928	
Crédito Sence	91.359	-	
Crédito Activo Fijo	25.515	-	
Impuesto por recuperar año anterior	279.630	279.630	
Totales	3.813.720	3.024.862	

(*) 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 2020 y al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2020	31/12/2019
rasivos poi impuestos comentes	M\$	M\$
Impuesto a la renta	-	858.117
Otros	27.494	31.645
Totales	27.494	889.762



11. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:



El detalle y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, son los siguientes:



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 2020 y 2019, es el siguiente:

Rut	Compañía	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	16.106.199	23.990.168
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	31.313.733	33.039.292
Totales		47.419.932	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.

La plusvalía total indicada se encuentra asignada a la Sociedad como un todo.

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 2020 y al 31 de diciembre de 2019.

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2020	31/12/2019	
	M\$	M\$	
Books design Blooks of Books	245 700 244	220 424 042	
Propiedades, Planta y Equipo	215.798.314	220.424.843	
Terrenos	3.467.030	2.871.609	
Edificios	2.929.046	2.098.386	
Planta y Equipo	160.778.251	165.052.050	
Equipamiento de Tecnologías de la Información	2.368	35.570	
Instalaciones Fijas y Accesorios	302.672	254.218	
Vehículos de Motor	2.908.061	1.502.522	
Construcción en Curso	40.344.468	44.924.135	
Otras Propiedades, Planta y Equipo	5.066.418	3.686.353	

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2020	31/12/2019	
, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	M\$	M\$	
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	290.457.591	291.649.845	
Terrenos	3.467.030	2.871.609	
Edificios	4.364.291	3.411.990	
Planta y Equipo	228.428.962	229.964.375	
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.677.554	1.675.835	
Instalaciones Fijas y Accesorios	1.046.931	926.249	
Vehículos de Motor	4.257.334	2.757.059	
Construcción en Curso	40.344.468	44.924.135	
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.871.021	5.118.593	

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades,Planta y Equipo	(74.659.277)	(71.225.002)
Edificios	(1.435.245)	(1.313.604)
Planta y Equipo	(67.650.711)	(64.912.325)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(1.675.186)	(1.640.265)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(744.259)	(672.031)
Vehículos de Motor	(1.349.273)	(1.254.537)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(1.804.603)	(1.432.240)



El detalle y movimientos del rubro Propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

	Movimiento período 2020		Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2020	2.871.609	2.098.386	165.052.050	35.570	254.218	1.502.522	44.924.135	3,686,353	220.424.843
	Adricones			3.108.426				45.648.100	289.963	49.046.489
	Retiros Valor Bruto			(1.087.144)		(5.512)	(270.425)		(2.431)	(1.365.512)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada			1.318.221	10.908	5.958	268.130		24.502	1.627.719
Movimientos	Otros (Activación Obras en Curso)	1.119.105	1.011.095	21.165.985	1.719	21.057	1.770.700	(27.835.661)	1,931,741	(814.259)
THE STATE OF THE S	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo			4.523.913		108.296		(4.632.209)		
	Gastos por depreciación		(124.943)	(8.193.704)	(45.829)	(81.345)	(362.866)		(436.660)	(9.245.347)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados									
	Traspaso a activos no corrientes para su disposición clasificados como mantenido a traspaso Tx	(523.684)	(55.492)	(25.109.496)				(17.759.897)	(427.050)	(43.875.619)
	Total movimientos		830.660	(4,273,799)	(33.202)	48.454	1.405.539	(4.579.667)	1.380.065	(4.626.529)
	Saldo final al 31 de Diciembre de 2020	3.467.030	2.929.046	160.778.251	2.368	302,672	2.908.061	40.344.468	5.066.418	215.798.314

Movimiento año 2019		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehiculos de Motor, Neto	Construcciones	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	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
	Adiciones			1.802.992				52.151.062	49.462	54.003.516
	Retiros Valor Bruto			(856.721)	(924)		(109.876)		(1.201)	(968.722)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	5.415		1.184.915	2.396		100.006		45.810	1.338.542
Maximinator	Otros (Activación Obras en Curso)	856.322	592.159	32.011.973	76.303	34.790	379.611	(35.547.894)	1.596.736	
MUNITERIO	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo			531.042				(531.042)		
	Gastos por depreciación		(102.401)	(7.609.542)	(359.913)	(85.455)	(350.944)		(327.866)	(8.836.121)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados									
	Total movimientos	861.737	489.758	27.064.659	(282.138)	(50.665)	18.797	16.072.126	1.362.941	45.537.215
	Saldo final al 31 de diciembre de 2019	2.871.609	2.098.386	165.052.050	35.570	254.218	1.502.522	44.924.135	3,686,353	220.424.843

Los gastos por depreciación para el año 2020 son M\$9.245.347 (M\$ 8.457.125 para el año 2019).

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

- a) La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro "Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación".
- b) La Sociedad 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.
- c) El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- d) Los activos presentados en propiedades, planta y equipo no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

14. Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

La Sociedad ha adoptado a partir del 1 de enero de 2019, la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 "Arrendamientos" optando por la medición de activo igual al pasivo por arrendamiento, y determinó la tasa de endeudamiento incremental de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso. Los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial consideran gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.



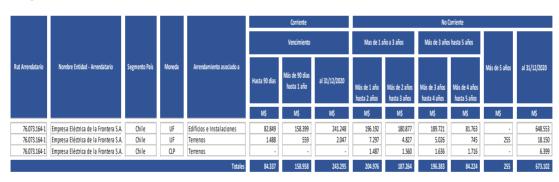
a) Activos por Derechos de Uso

El detalle del movimiento del rubro Activos por Derechos de uso asociado a activos sujetos a NIIF 16 por clase de activo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Movimiento año 2020	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	462.772	1.277.702		1.740.474
Gastos por amortización	(211.335)	(74.415)	-	(285.750)
Traspaso amortización	(117.361)	-	-	(117.361)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	20.600	7.897	-	28.497
Adiciones	725.384	8.199	-	733.583
Traspaso a activo disponible para la venta (ver nota 15)		(1.186.519)		(1.186.519)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	880.060	32.864		912.924
Movimiento año 2019	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
Movimiento año 2019				Totales M\$
	Instalaciones, neto	neto	neto	
	Instalaciones, neto	neto	neto	
Saldo final al 1 de enero de 2019	Instalaciones, neto M\$	neto M\$	neto	M\$ -
Saldo final al 1 de enero de 2019 Reconocimiento inicial NIIF 16	Instalaciones, neto M\$ - 561.684	neto M\$ - 1.389.040	neto M\$	M\$ - 1.950.724
Saldo final al 1 de enero de 2019 Reconocimiento inicial NIIF 16 Gastos por amortización	Instalaciones, neto M\$ - 561.684 (259.591)	neto M\$ - 1.389.040	neto M\$	M\$ - 1.950.724 (328.322)
Saldo final al 1 de enero de 2019 Reconocimiento inicial NIIF 16 Gastos por amortización Traspaso amortización	Instalaciones, neto M\$	1.389.040 (68.731)	neto M\$	M\$
Saldo final al 1 de enero de 2019 Reconocimiento inicial NIIF 16 Gastos por amortización Traspaso amortización Incremento (decremento) por diferencias de conversión	Instalaciones, neto M\$	neto M\$ 1.389.040 (68.731) - 8.900	neto M\$	M\$ 1.950.724 (328.322) (77.834) 27.869

b) Pasivos por arrendamiento

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:



								Corriente				No Co	riente		
Rut	ut Segmento			Arrendamiento		Vencimiento		Mas de 1 a	ño a 3 años	Más de 3 años	s hasta 5 años				
Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	País	Moneda	asociado a	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2019	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2019		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	85.512	165.503	251.015	84.394	43.187	41.587	43.620	18.799	231.587		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	35.198	8.886	44.084	19.212	20.205	18.533	19.502	176.078	253.530		
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	USD	Terrenos	10.778	24.153	34.931	30.061	31.282	32.552	33.874	950.706	1.078.475		
				Totales	131.488	198.542	330.030	133.667	94.674	92.672	96.996	1.145.583	1.563.592		



Los pasivos por arrendamientos traspasados a sociedad Frontel TX al 31 de diciembre de 2020, son los siguientes:

						Corriente				No	Corriente			
Rut					Arrendatario		Vencimiento		Más de 1 año	hasta 3 años	Más de 3 a	ños hasta 5 años		Total No
Arrendatario	Nombre Entidad-Arrendatario	Segmento País	Moneda	asociado a	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Al 31/12/2020	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	Corriente	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	53.666	9.636	63.302	13.475	14.230	15.028	15.868	163.490	222.091	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	USD	Terrenos	58.737	21.443	80.180	29.605	30.807	32.057	33.359	972.093	997.921	
Totales					112.403	31.079	143.482	43.080	45.037	47.085	49.227	1.135.583	1.220.012	

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultados integral por el período terminado al 31 de diciembre de 2020, se incluye un gasto por M\$374.099 (M\$332.373 en 2019), que corresponde a los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16.

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

15. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

15.1 Impuesto a la renta

a) El gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado de Resultados Integrales correspondiente a los ejercicios 2020 y 2019, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	1.252.794	2.552.864
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	-	(26.890)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.252.794	2.525.974
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	1.891.920	1.095.937
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	1.891.920	1.095.937
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	3.144.714	3.621.911
Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	М\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios	(49.948)	(135.950)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(49.948)	(135.950)



b) 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 2020 y 31 de diciembre de 2019, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por	31/12/2020	31/12/2019
las ganancias impositivas aplicables	М\$	М\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	12.300.285	12.002.551
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(3.321.077)	(3.240.689)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	1.174.749	611.682
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determianación de la ganancia (pérdida) tributable	(1.396.043)	(1.107.506)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	-
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(141.123)	(468.857)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	538.780	583.459
Total ajustes al ingreso (gasto) por impuestos utilizando la tasa legal	176.363	(381.222)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(3.144.714)	(3.621.911)
Tasa impositiva efectiva	25,57%	30,18%

15.2 Impuesto diferido

a) El detalle de saldos de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	Acti	vos
Diferencias temporarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	333.001	240.816
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	1.772.114	1.094.444
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	159.657	157.437
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	116.735	115.670
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	331.748	593.946
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	35.024	44.834
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	381.227	360.854
Impuestos diferidos otras provisiones	2.355	2.355
Impuestos diferidos Arriendos	938	41.350
Total Impuestos Diferidos	3.132.799	2.651.706
	Pasi	vos
Diferencias temporarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	10.535.543	12.919.785
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	114.957	211.973
Total Impuestos Diferidos	10.650.500	13.131.758

Los impuestos diferidos se presentan en el Estado de Situación Financiera como siguen:

Diferencias temporarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	М\$
Activos No corriente	3.132.799	2.651.706
Pasivos No corriente	(10.650.500)	(13.131.758)
Neto	(7.517.701)	(10.480.052)



b) El movimiento de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
movimentos impuestos unertuos	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	2.152.712	11.228.737
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	363.044	1.903.021
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	135.950	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	2.651.706	13.131.758
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	539.206	2.850.799
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	49.948	-
Incremento (decremento) por división Frontel TX (Nota 1 a.1)	(108.061)	(5.332.057)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	3.132.799	10.650.500

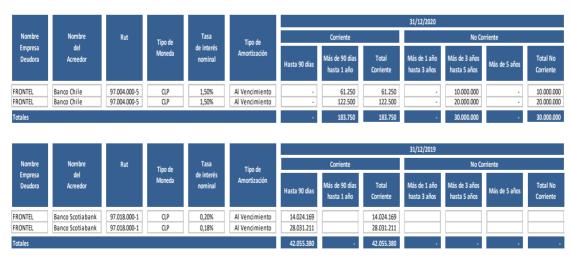
La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Administración de la Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras cubren lo necesario para recuperar esos activos.

16. Otros Pasivos Financieros Corrientes y No Corrientes

a) El detalle corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	31/12	/2020	31/12/2019		
Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	
	M\$	M\$	М\$	M\$	
Préstamos bancarios	183.750	30.000.000	42.055.380	_	
Bonos	5.697.735	28.882.233	10.890.362	33.416.629	
Totales	5.881.485	58.882.233	52.945.742	33.416.629	

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:



En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporados ninguna garantía asociada que pueda comprometer a la Sociedad.



c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:





d) El desglose por tipo de bono de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:



								31/12/2019								
			Corriente		No Corriente											
Nombre del	Tipo de	Tasa de interés	Garantía	Hasta	Más de 90 Total		Mfs.ds.00		Marin de 00		Más de 1 año	hasta 3 años	Más de 3 a	ños hasta 5 años		Total No
Acreedor	i i i i i i i i i i i i i i i i i i i	días a 1 año		Más de 1 año hasta 2 años		Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Corriente							
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
BONO SERIE G/ N°663	UF	3,20%	Sin Garantía	223.811		223.811	-			-	28.107.391	28.107.391				
BONO SERIE C/ N°662	UF	2,50%	Sin Garantía	50.323	10.616.228	10.666.551	5.309.238			-	-	5.309.238				
				274.134	10.616.228	10.890.362	5.309.238				28.107.391	33.416.629				

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

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representantes 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	11/02/2011	José Musalem Saffie	04/06/2014	1.500.000
Frontel	Emisión de Línea Serie G / N°663	Banco de Chile	11/02/2011	11/02/2011	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000



17. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	Corrientes			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	31/12/2020	31/12/2019		
	M\$	M\$		
Cuentas por pagar comerciales	37.958.973	38.013.645		
Otras cuentas por pagar	4.351.448	4.557.112		
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	42.310.421	42.570.757		

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	Corrientes			
Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	31/12/2020	31/12/2019		
	M\$	M\$		
Proveedores por compra de energía y peajes	24.750.607	20.903.262		
Proveedores por compra de combustible	18.589	9.039		
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	1.873.730	1.804.014		
Cuentas por pagar bienes y servicios	11.316.047	15.297.330		
Dividendos por pagar a terceros	125.229	113.478		
Cuentas por pagar instituciones fiscales	179.508	201.554		
Otras cuentas por pagar	4.046.711	4.242.080		
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	42.310.421	42.570.757		

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2020				31/12/2019			
Proveedores con pago al día	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	3.989.535	29.466.221	4.503.217	37.958.973	3.299.005	29.529.917	5.184.723	38.013.645
Entre 31 y 60 días	-		-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días			-			-		-
Entre 91 y 120 días			-	-		-		-
Entre 121 y 365 días			-	-		-		-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	3.989.535	29.466.221	4.503.217	37.958.973	3.299.005	29.529.917	5.184.723	38.013.645

En relación al pago de proveedores, en general se efectúa en el plazo de 30 días y además no se encuentran afectos a intereses.



El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2020		
	KUI	М\$	%	
ENGIE ENERGIA CHILE S.A.	88.006.900-4	2.062.474	5,43%	
CENTELSA	Proveedor Extranjero	829.040	2,18%	
TRANSELEC S.A.	76.555.400-4	580.604	1,53%	
GOBIERNO REGIONAL DE LA ARAUCANIA	72.201.100-7	454.210	1,20%	
INGENIERIA Y SS EISESA LTDA.	76.753.030-7	379.358	1,00%	
RHONA S.A.	92.307.000-1	378.122	1,00%	
EZENTIS ENERGIA SPA	77.552.960-1	344.189	0,91%	
CGE S.A.	76.411.321-7	300.690	0,79%	
TECNET S.A.	96.837.950-k	270.999	0,71%	
PROVISION ENERGIA Y PEAJES (CEN) (*)		21.741.992	57,28%	
OTROS PROVEEDORES		10.617.295	27,97%	
Totales		37.958.973	100%	

Nombre Proveedores	RUT	31/12/20	31/12/2019		
Notifier Hovedules	NO I	M\$	%		
CGE S.A.	76.411.321-7	1.402.496	3,69%		
BCI FACTORING S.A. (**)	96.720.830-2	876.365	2,31%		
PEÑA, SPOERER Y COMPAÑÍA	96.877.150-7	655.741	1,73%		
SERVICIOS ELÉCTRICOS ELECSA LTDA.	76.051.155-2	556.792	1,46%		
DETROIT CHILE S.A.	81.271.100-8	490.510	1,29%		
COLBUN S.A.	96.505.760-9	447.688	1,18%		
CONSTRUCTORA ARANCIBIA HERMANOS LTDA.	76.029.636-8	446.233	1,17%		
RHONA S.A.	92.307.000-1	403.958	1,06%		
CAM CHILE S. A.	96.543.670-7	373.695	0,98%		
EBCO LINEA SPA	76.273.545-8	346.512	0,91%		
BICE FACTORING S.A. (**)	76.562.786-9	317.404	0,83%		
CONTRATOS FORESTALES E INDUSTRIALES SPA	76.027.065-2	251.527	0,66%		
INGEN SPA	76.322.784-7	235.564	0,62%		
SOCIEDAD DE PROYECTOS Y OBRAS DE MONTAJE LTDA.	79.615.410-1	224.425	0,59%		
PROVISIÓN ENERGÍA Y PEAJES (CEN) (*)		20.692.698	54,44%		
OTROS PROVEEDORES		10.292.037	27,08%		
Totales		38.013.645	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.



18. Instrumentos financieros

18.1 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2020	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	60.965.521	-	60.965.521
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	369.113	-	369.113
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.279.873	585.012	3.864.885
Totales	64.614.507	585.012	65.199.519

Activos financieros al 31/12/2019	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	60.998.960	-	60.998.960
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	1.152.549	-	1.152.549
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.602.075	-	3.602.075
Totales	65.753.584	-	65.753.584

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2020	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	64.763.718	-	64.763.718
Pasivos por Arrendamientos	916.397	-	916.397
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	42.310.421	-	42.310.421
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	60.809.807	-	60.809.807
Totales	168.800.343		168.800.343

Pasivos financieros al 31/12/2019	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros, préstamos que devengan interés	86.362.371	-	86.362.371
Pasivos por Arrendamientos	1.893.622	-	1.893.622
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	42.570.757	-	42.570.757
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	40.676.964	-	40.676.964
Totales	171.503.714		171.503.714



18.2 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31/12/2020	Valor Libro	Valor Justo
ACTIVOS FINANCIETOS - AT 51/12/2020	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	1.560.106	1.560.106
Saldo en Bancos	1.719.767	1.719.767
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	57.964.913	57.964.913
Pasivos Financieros - al 31/12/2020	Valor Libro	Valor Justo
Pasivos Financieros - al 31/12/2020	Valor Libro M\$	Valor Justo M\$
Pasivos Financieros - al 31/12/2020 Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:	M\$	M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado: Deuda Bancaria	M\$ 30.183.750	M\$ 30.183.750

Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Justo

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

- a) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar 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 de su valor justo.
- b) El Valor Justo de los Bonos, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

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



19. Provisiones

19.1 Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	Corrientes	
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	591.321	583.100
Provisión por beneficios anuales	2.081.697	2.023.562
Totales	2.673.018	2.606.662

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2020	583.100	2.023.562	2.606.662
Movimientos en provisiones			
Incremento (decremento) en provisiones existentes	170.126	2.037.609	2.207.735
Provisión utilizada	(161.905)	(1.979.474)	(2.141.379)
Total movimientos en provisiones	8.221	58.135	66.356
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	591.321	2.081.697	2.673.018
Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Movimientos en provisiones Saldo inicial al 01 de enero de 2019		. 6. 5666.6	
·	del personal	anuales	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	del personal	anuales	M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019 Movimientos en provisiones	del personal 546.122	anuales 2.039.953	M\$ 2.586.075
Saldo inicial al 01 de enero de 2019 Movimientos en provisiones Incremento (decremento) en provisiones existentes	546.122 472.610	2.039.953 1.953.226	M\$ 2.586.075 2.425.836

19.2 Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	Provisiones	
Otras provisiones corrientes	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	4.458.135	3.810.158
Totales	4.458.135	3.810.158

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios



b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2020	3.810.158
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	431.994
Provisión no utilizada	(244.652)
Incremento en provisiones existentes	509.261
Provisión utilizada	(48.626)
Total movimientos en provisiones	647.977
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	4.458.135
Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Otras Provisiones a corto plazo Saldo inicial al 01 de enero de 2019	reclamaciones
	reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2019 Movimientos en provisiones	reclamaciones legales 1.980.663
Saldo inicial al 01 de enero de 2019 Movimientos en provisiones Provisiones adicionales	reclamaciones legales 1.980.663
Saldo inicial al 01 de enero de 2019 Movimientos en provisiones Provisiones adicionales Provisión no utilizada	reclamaciones legales 1.980.663 2.143.034 (741.150)
Saldo inicial al 01 de enero de 2019 Movimientos en provisiones Provisiones adicionales Provisión no utilizada Incremento (decremento) en provisiones existentes	reclamaciones legales 1.980.663 2.143.034 (741.150) 465.361

19.3 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 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2020	31/12/2019
riovisiones no cornence, maenimización por anos de servicios	М\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicio	4.853.865	4.184.246
Totales	4.853.865	4.184.246

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos para atender de prestación definidas en el presente año ascienden a M\$278.590.



Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para Frontel corresponde a 11,7 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es, como sigue:

AÑOS	М\$
1	278.590
2	227.191
3	199.165
4	408.429
5	235.843
6 a 10	1.363.901

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	4.184.246
Costo por intereses	136.018
Costo del servicio del año	454.585
Variación actuarial por cambio tasa	99.142
Variación actuarial por experiencia	85.853
Saldo al 31 de diciembre de 2020	4.853.865

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	М\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	3.352.416
Costo por intereses	162.801
Costo del servicio del año	362.991
Costo de períodos anteriores	(3.058)
Pagos en el año	(338.469)
Variación actuarial por cambio tasa	503.518
Bonos antigüedad	144.047
Saldo al 31 de diciembre de 2019	4.184.246

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

Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	31/12/2020	31/12/2019
Casto reconocido en el estado de resultados integrales	M\$	M\$
Costo por intereses	136.018	162.801
Costo del servicio del año	454.585	362.991
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	590.603	525.792
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	184.995	818.307
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	775.598	1.344.099



d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2020.

Tasa de descuento (nominal)	3,21%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento

Al 31 de diciembre de 2020, 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%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	668.313	(552.955)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial

Al 31 de diciembre de 2020, 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%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(525.946)	622.846



20. Juicios y multas

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

20.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad, son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapa Procesal	Monto M\$
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2229-2017	Indemnización de perjuicios Daños tala (Leonelli con FRONTEL).	Pendiente Casación Corte Suprema	13.680
FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Juana	C-30-2017	Indemnización perjuicios por responsabilidad extracontractual. Servidumbre. (Romero con FRONTEL).	Pendiente primera instancia	95.000
FRONTEL	Juzgado de Policía Local de Carahue	33327-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Saez y otros con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	19.635
	-		Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales Agosto		
FRONTEL	2°Juzgado Civil de Temuco	C-5015-2017	(CONADECUS con FRONTEL).	Pendiente segunda instancia	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Santa Bárbara	29 casos (2018)	Consumidor Temporales agosto 2017 (29 casos con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	93.100
FRONTEL	1°Juzgado Civil Temuco	C-459-2018	Indemnización perjuicios incendio (Navarrete con FRONTEL).	Pendiente en segunda instancia	93.400
FRONTEL	2°Juzgado Civil de Osorno	C-2228-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio (SERNAC con FRONTEL).	Pendiente Casación Corte Suprema	899.688
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Florida	966-2017	Consumidor. Calidad Suministro (Paredes con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1º Juzgado Letras de Osorno	C-1772-2018	Indemnización perjuicios. Incendio/Las Totoritas. (Lavin con FRONTEL).	Pendiente en segunda instancia	440.779
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-497-2017	Indemnización perjuicios. Muerte por electrocución (Acuña y otra con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	400.000
	-		Ley Indigena Restitución de terrenos e indemnización de perjuicios (Vielma		
FRONTEL	Juzgado de letras y Garantía Curacautín	C-124-2018	y otros con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	60.000
FRONTEL	Juzgado Letras de Bulnes	C-277-2019	Jucio Sumario Servidumbre (San Martin Pedro con FRONTEL) .	Pendiente en primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado de Letras de Osorno	C-449-2019	Indemnización de perjuicios Incendio (Cruces y otros con FRONTEL).	Pendiente en segunda instancia	611.141
FRONTEL	Juzgado de Letras de Santa Bárbara	C-9-2019	Comodato precario (Poblete Bernarda con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	Sin Monto
FRONTEL	Juzgado Policía Local Bulnes	97-2019	Consumidor (Soc. Medica e Inv. Trivica con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	55.000
FRONTEL	Juzgado Letras Nueva Imperial	C-88-2019	Restitución terreno (Precario Pincheira Dayssi con FRONTEL).	Pendiente en segunda instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2545-2019	Indemnización de perjuicios Incendio (Agricola Victor Padilla EIRL con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	949.950
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Florida	11-2018	Querella criminal incendio (Lavin María con FRONTEL).	No perseverar 25.06.19	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Laja	679-2019	Querella criminal incendio (Arriagada A. Regina con FRONTEL).	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Nueva Imperial	261-2019	Querella criminal incendio (Curihuinca Zoila con FRONTEL).	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Letras y Garantía Nueva Imperial	288-2019	Querella criminal incendio (Municipalidad de Chol Chol con FRONTEL).	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	2° Juzgado Civil de Temuco	C-5159-2019	Indemnización perjuicios Incendio (Figueroa Ramón con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	251.300
FRONTEL	Juzgado Letras y Garantía de Collipulli	C-225-2019	Indemnización de perjuicios Incendio (Riquelme Mirtha con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	40.000
FRONTEL	1° Juzagado Civil Temuco	C-5343-2019	Indemnización de perjuicios (Kaiser W. Juan con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	753.672
FRONTEL	Juzgado de Letras de Victoria	C-1011-2019	Indemnización de perjuicios (Regle Maria con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	110.000
FRONTEL	Juzgado Letras Nacimiento	C-149-2019	Responsabilidad extracontractual (Catalán con FRONTEL).	Pendiente en primera instancia	95.000
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2078-2020	Indemnización de perjuicios (Serv. y Asesorias Maritimas y Terrestres Ltda. con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	32.000
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-330-2020	Indemnización de perjucios (Ruiz y Otros con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	70.492
FRONTEL	Juzgado de Letras de Lautaro	C-331-2020	Indemnización de perjuicios (Comercial Puelo Ltda. con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	155.796
FRONTEL	Juzgado de Garantía Traiguen	861-2019	Querella por daños	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Angol	146-2019	Querella por Usurpación	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Lautaro	768-2019	Querella Criminal Incendio (Ruiz y Otros con FRONTEL)	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Juzgado Letras de Bulnes	C-445-2020	Cobro en pesos (Aravena con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	6.300
FRONTEL	1° Juzgado Civil de Temuco	C-4590-2020	Indemnización de perjuicios (Bosques Cautín con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	666.571
FRONTEL	Juzgado Policía Local de Galvarino	183-2020	Ley consumidor (Pezoa con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	Indeterminado
FRONTEL	1° Juzgado del Trabajo de Santiago	0-889-2020	Indemnización de perjuicios (Hermanos Ingeniería Eléctrica con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	292.780
FRONTEL	1° Juzgado del Trabajo de Chillán	0-607-2020	Indemnización de perjuicios (Prom.Ltda. Con FRONTEL)	Pendiente primera instancia	198.800
FRONTEL	Juzgado de Garantía de Pitrufquen	384-2019	Querella Incendio (Rios con FRONTEL)	En investigación	Indeterminado
FRONTEL	Segundo Juzgado Tributario y Aduanero de Santiago	GR-16-00039-2020	Reclamación de Liquidaciones N°47 y N°48, Renta 2016 (FRONTEL con SII).	Pendiente proveído reclamo	104.910
FRONTEL	Segundo Juzgado Tributario y Aduanero de Santiago	GR-16-00038-2020	Reclamación de Resolución №144, Renta 2017 (FRONTEL con SII).	Pendiente proveído reclamo	171.768
FRONTEL	Juzgado Tributario y Aduanero de Los Lagos	GR-12-00019-2020	Reclamación de Liquidaciones N°8 y N°9, Renta 2018 (FRONTEL con SII)	Pendiente dictación de sentencia definitiva	444.605
	U. J. Williams J. Haranto de Los Lugos	2 22 20023 2020			111.005

Al 31 de diciembre de 2020, 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 2.000.



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.

20.2 Multas

Al 31 de diciembre de 2020 las multas cursadas a la Sociedad y aún pendientes de resolución, son las siguientes:

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
FRONTEL	Res. Ex. 27011 de fecha 28.12.2018	SEC	Indices 2015-2016	Reclamo de Ilegalidad	372.206
FRONTEL	Res. Ex. 33198 de fecha 25.08.2020	SEC	SAIDI 2019	Recurso de Reposición	765.435
FRONTEL	Res. Ex. 33197 de fecha 25.08.2020	SEC	SAIDI 2019	Recurso de Reposición	3.061.740
FRONTEL	Res. Ex. 33195 de fecha 25.08.2020	SEC	SAIDI 2019	Recurso de Reposición	51.029

Multas por calidad de servicio formuladas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):

Con fecha 25 de agosto de 2020 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, en adelante SEC aplicó sanciones por concepto calidad de servicio a varias empresas distribuidoras del país. Dentro de las sociedades multadas se encuentra la Sociedad y otras empresas del Grupo Saesa, las cuales, son principalmente por exceder durante el período de un año el límite máximo de interrupciones en el suministro de servicio eléctrico establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Considerando que Grupo Saesa ha trabajado fuertemente en un plan de inversiones desde el año 2017 a la fecha, lo que se ha traducido en una mejora permanente en los indicadores de calidad de suministro desde que comenzaron las inversiones hasta el actual período de evaluación (Enero 2019 a Diciembre 2019), se encuentra analizando los antecedentes asociados a las multas, de modo de recurrir a las instancias pertinentes con el fin de dejarlas sin efecto o rebajarlas considerablemente en atención a los argumentos indicados precedentemente, por lo que, a la fecha de hoy, el pago de una multa no es probable, y en caso que el escenario cambie y fuera probable un desembolso, no es posible estimar su monto de manera confiable.

Por lo anterior, no se han constituido provisiones por las multas SAIDI 2019.

21. Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

	Corrie	entes	No Corrientes		
Otros pasivos no financieros	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	
	M\$		М\$	M\$	
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	12.219.799	14.706.869	-	-	
Otras obras de terceros	3.040.908	3.443.909	-	-	
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	15.667	-	238.918	
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	26.301	24.991	
Totales	15.260.707	18.166.445	26.301	263.909	

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 2.16.2.



El detalle de los Ingresos Anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

		Corrie	entes	No Corri	entes	
Clientes	Proyectos (*)	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	Fecha Liquidación
		M\$	M\$	M\$	M\$	
Eólica La Esperanza S.A.	Conexión y peaje Parque Eólico La Esperanza Subestación Negrete	15.667	15.667	223.251	238.918	31/03/2036
	Traspaso división Frontel TX (Nota 1 a.1)	(15.667)	-	(223.251)	-	, . ,
Totales		-	15.667	-	238.918	

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

22. Patrimonio

22.1 Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2020 el capital social de Frontel asciende a M\$125.811.171 (M\$133.737.399 al 31 de diciembre de 2019). El capital está representado por 511.881.204 acciones serie A y 7.456.447.468.839 acciones serie B, totalmente suscritas y pagadas. La disminución del capital corresponde al traspaso del capital producto de la división mencionada en la nota 1.a.1.

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).

22.1.2 Dividendos

Con fecha 30 de abril de 2020 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0004402815 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019.

Lo anterior significó un pago total de M\$3.283.162 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 30 de mayo de 2020, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 26 de abril de 2019 en Junta Ordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0003448489501 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018.

Lo anterior significó un pago total de M\$2.571.525 por este concepto. Los dividendos señalados, fueron pagados a partir del día 24 de mayo de 2019, a los Accionistas que figuraban inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago.

Con fecha 21 de junio de 2019 en Junta Extraordinaria de Accionistas se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,00268205833379 por acción, con cargo a las utilidades retenidas de ejercicios anteriores.

Lo anterior significó un pago total de M\$20.000.000 por este concepto, el que fue pagado en julio de 2019.



22.1.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle de las sociedades que presentan diferencias de conversión, netas de impuestos, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2020	31/12/2019
Diferencias de conversion acumuladas	M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	2.082	2.475
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	1	1.237
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	140	267
Totales	2.223	3.979

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

22.1.4 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2020:

	Saldo al 01 de enero de 2020	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2020	Reservas de cobertura	Reservas de pérdidas actuariales	Otras reservas	Saldo al 31 de diciembre de 2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	3.979	(1.756)	-	-	-	2.223
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neto de impuestos diferidos	(667.574)		-	(135.111)	-	(802.685)
Otras reservas varias	4.577.306		-			4.577.306
Efecto División Frontel/Frontel Transmisión	-		-		(2.585.684)	(2.585.684)
Efecto Fusión STS y Sagesa	16		-		-	16
Efecto fusión 31.05.2011	8.011.148	-	-	-	-	8.011.148
Totales	11.924.875	(1.756)	-	(135.111)	(2.585.684)	9.202.324

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 2019:

	Saldo al 01 de enero de 2019	Reservas por diferencias de conversión enero a diciembre de 2019	Reservas de cobertura	Reservas de pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	2.156	1.823			3.979
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neto de impuestos diferidos	(299.726)	-	-	(367.848)	(667.574)
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	12.290.900	1.823		(367.848)	11.924.875

22.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

Saldos al 31 de diciembre de 2020:

	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2020	8.815.969	231.773	9.047.742
Transferencia División Frontel-Frontel Transmisión (*)	(3.762.378)	-	(3.762.378)
Ganancia	11.578.234	-	11.578.234
Provisión dividendo mínimo del año	(3.473.469)	-	(3.473.469)
Saldo final al 31/12/2020	13.158.356	231.773	13.390.129

(*) Ver Nota 1 a.1.

La utilidad distribuible del año 2020, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2020, esto es M\$11.578.234.

Saldos al 31 de diciembre de 2019:

	Utilidad líquida distribuible acumulada M\$	Ajustes de primera Adopción no realizados M\$	Ganancia acumulada M\$ M\$
Saldo Inicial al 01/01/2019	21.155.259	231.773	21.387.032
Ganancia	10.943.872	-	10.943.872
Pago dividendo provisorio	(20.000.000)		(20.000.000)
Provisión dividendo mínimo del año	(3.283.162)	-	(3.283.162)
Saldo final al 31/12/2019	8.815.969	231.773	9.047.742

La utilidad distribuible del año 2019, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2019, esto es M\$10.943.872.



22.2 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.

22.3 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 34.

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Venta de Energía	151.796.139	143.152.969
Distribución	144.384.044	137.647.836
Residencial	69.690.500	60.952.798
Comercial	28.507.744	28.563.799
Industrial	17.429.724	17.735.133
Otros	28.756.076	30.396.106
Transmisión	-	-
Generación y Comercialización	7.412.095	5.505.133
Otros ingresos	2.279.560	1.944.187
Apoyos	113.318	64.129
Arriendo medidores	275.135	253.578
Cargo por pago fuera de plazo	1.449.958	1.162.717
Otros	441.149	463.763
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	154.075.699	145.097.156

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	7.384.425	5.100.336
Venta de materiales y equipos	6.913.876	7.551.524
Arrendamientos	447.835	446.032
Intereses créditos y préstamos	134.236	154.373
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	4.621.224	6.810.098
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	1.171.060	1.477.637
Otros Ingresos	968.690	899.136
Total Otros ingresos, por naturaleza	21.641.346	22.439.136



A continuación se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de Energía Distribución	144.384.044	137.647.836
Generación y Comercialización	7.412.095	5.505.133
Otros ingresos	2.279.560	1.944.187
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	154.075.699	145.097.156
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total ingresos por actividades ordinarias	154.075.699	145.097.156
Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Reconocimiento de ingresos a lo largo del tiempo	ivi3	ÇIVI
Arrendamientos Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	447.835 1.171.060	446.032 1.477.637
Otros Ingresos	968.690	899.136
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	2.587.585	2.822.805
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	6.913.876	7.551.524
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	4.621.224	6.810.098
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	11.535.100	14.361.622
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	7.384.425	5.100.336
Intereses créditos y préstamos	134.236	154.373
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	7.518.661	5.254.709
Total Otros ingresos, por naturaleza	21.641.346	22.439.136

24. Consumo de Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	93.785.426	88.507.174
Combustibles para generación y materiales	9.263.511	11.730.582
Totales	103.048.937	100.237.756



25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Gastos por Beneficios a los Empleados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	17.051.991	15.899.314
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	1.195.693	1.419.383
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	661.802	1.175.919
Activación costo de personal	(2.659.347)	(2.736.545)
Totales	16.250.139	15.758.071

26. Gastos por Depreciación y Amortización

El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Depreciaciones	9.245.347	8.128.802
Amortización por Activos por Derecho de Uso	285.750	328.322
Totales	9.531.097	8.457.124

27. Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros por los años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Pérdidas por deterioro	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	М\$
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(2.995.889)	(1.318.204)
Totales	2.995.889	1.318.204

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.

No obstante lo anterior, debido a la pandemia del COVID-19, y las distintas medidas tomadas por el Gobierno y las empresas, se ha cancelado temporalmente la capacidad de las empresas de cortar el suministro por deuda para clientes con vulnerabilidad, pero no la condonación de esta. Lo anterior, se ha traducido en un aumento de los niveles de morosidad y crédito otorgados a los clientes, los que deberán ser regularizados una vez normalizada



la contingencia a través del cobro normal de esta o de la repactación en cuotas. Adicionalmente se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales, especialmente el corte de suministro.

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Otros Gastos por Naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	12.779.454	12.639.425
Sistema generación	319.891	204.205
Mantención medidores, ciclo comercial	4.803.566	4.673.967
Operación vehículos, viajes y viáticos	570.780	808.950
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	10.809	4.386
Provisiones y castigos	(12.109)	184.888
Gastos de administración	4.093.383	4.050.261
Egresos por construcción de obras a terceros	4.644.152	2.411.989
Otros gastos por naturaleza	1.310.807	1.255.322
Totales	28.520.733	26.233.393

29. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Resultado Financiero	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	34.687	114.244
Otros ingresos financieros	6.786	8.213
Total Ingresos Financieros	41.473	122.457
	-	
Gastos por préstamos bancarios	(934.819)	(538.730)
Gastos por bonos	(1.226.958)	(1.450.506)
Otros gastos financieros	(921.223)	(903.747)
Activación gastos financieros	685.429	456.251
Total Costos Financieros	(2.397.571)	(2.436.732)
Resultado por unidades de reajuste	(986.041)	(1.310.888)
Diferencias de cambio	180.227	8.420
Positivas	200.116	8.810
Negativas	(19.889)	(390)
Total Resultado Financiero	(3.161.912)	(3.616.743)

30. 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.

31. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Asesorías medioambientales	Costo	-	1.029
Gestión de residuos	Costo	-	1.114
Reforestaciones	Inversión	-	2.679
Otros gastos medioambientales	Costo	-	1.114
Proyectos de inversión	Inversión	232.401	4.855
Totales		232.401	10.791

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

32. 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 2020 son las siguientes, según beneficiario relevante:

	E	npresa que entrega garantía	Activos comprometidos		Total			
Acreedor de la garantía	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda	M\$	2021	2022	2023
Gobierno Regional de la Araucania	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	9.741.994	5.156.153	1.518.902	3.066.939
Gobierno Regional del Bío Bío	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	6.766.614	5.963.172	773.251	30.191
EBCO S.A.	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	19.799	19.799	-	-
Copelec Limitada	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.783	-	-	2.783
Ilustre Municipalidad de Cañete	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.131	2.131	-	-
Serviu Región de La Araucanía	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	298.222	298.222	-	-
Ilustre Municipalidad de Lota	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	67.449	67.449	-	-
Director Regional de Vialidad Región del Bío Bío	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	961.879	460.212	393.787	107.880
Ilustre Municipalidad de Temuco	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	155.701	155.701	-	-
Director Regional de Vialidad Región de La Araucanía	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.083.110	1.411.324	589.517	82.269
Director Regional de Vialidad Región del Ñuble	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	138.463	104.421	31.280	2.762
Ministerio de Energía	FRONTEL	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	1.222.834	611.417	611.417	-
Totales					21.460.979	14.250.001	3.918.154	3.292.824

33. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2020, 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\$6.546.984 (M\$5.135.366 en 2019).



34. 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 2020 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 2020 este indicador es de 2,07.

• 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 2020 este indicador es de 9,36.

Al 31 de diciembre de 2020 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 períodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 2,07.

• 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 2020 este indicador es de 9,36.

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Al cierre de diciembre 2020, la compañía se encuentra en proceso de renovación de su línea de capital de trabajo.

35. Sociedades Asociadas

A continuación se presenta un detalle de las sociedades asociadas en Frontel contabilizadas por el método de participación al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación	Saldo al 01/01/2020	Resultado del ejercicio	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal 31/12/2020	Utilidad no realizada 31/12/2020	Total 31/12/2020
		01/01/2020	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	151.740	14.252	(15.122)	(1.417)	149.453	-	149.453
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10%	17.924	4.274	(3.156)	(8)	19.034	-	19.034
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10%	5.183	1566	(420)	(428)	5.901	-	5.901
Totales			174.847	20.092	(18.698)	(1.853)	174.388		174.388
Nombre	Número de acciones	Porcentaje participación	Saldo al 01/01/2019	Resultado del ejercicio	Dividendos	Reserva patrimonio	Subtotal 31/12/2019	Utilidad no realizada 31/12/2019	Total 31/12/2019
		31/12/2019	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	241.941.817	0,09956%	151.866	15.493	(16.392)	773	151.740	-	151.740
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	8	0,10%	16.572	4.164	(2.785)	(27)	17.924	-	17.924
Sociedad Generadora Austral S.A.	142.740	0,10%	4.832	293	(738)	796	5.183	_	5.183
Totales			173.270	19.950	(19.915)	1.542	174.847	-	174.847



36. Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos

- Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

				Corriente				No Cor	rriente				
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencim	Vencimiento		niento Total corriente		Mas de 1 a	año a 3 años	Más de 3 años	s hasta 5 años		
•••			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2020		
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	CLP	0,13%	77.500	74.583	152.083	152.917	151.667	10.152.083		-	10.456.667		
Chile	CLP	0,13%	155.000	149.167	304.167	305.833	303.333	20.304.167	-	-	20.913.333		
		Totales	232.500	223.750	456.250	458.750	455.000	30.456.250			31.370.000		

				Corriente		No Corriente								
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencim	iento	Total corriente	Mas de 1	año a 3 años	Más de 3 años	s hasta 5 años					
Segmento Pais	Woneua	i dod invillilidi	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2019	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2019			
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$			
Chile	CLP	0,18%	28.147.840	-	28.147.840		-	-	-	-				
Chile	CLP	0,20%	14.083.664	-	14.083.664	-	-	-	-	-				
		Totales	42.231.504	-	42.231.504		-			•	-			

- Individualización de Préstamos:

									Corriente				No Cor	riente		
RUT EMPRESA		País Empresa		País Entidad	Tipo de	Tasa de	Tasa de Intéres	Venc	imiento	Total corriente	Mas de 1 añ	o a 3 años	Más de 3 ai	ios hasta 5 años		
DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Deudora	Nombre del Acreedor	Acreedora	Moneda	Intéres Efectiva	Nominal Nominal	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2020
															116	
								MŞ	M\$	MŞ	MŞ	M\$	MŞ	MŞ	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	77.500	74.583	152.083	152.917	151.667	10.152.083			10.456.667
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Chile	Chile	CLP	0,13%	0,13%	155.000	149.167	304.167	305.833	303.333	20.304.167			20.913.333
							Totales	232.500	223.750	456.250	458.750	455.000	30.456.250			31.370.000

									Corriente				No Cor	riente		
RUT EMPRESA		País Empresa		País Entidad	Tipo de	Tasa de	Tasa de Intéres	Venc	imiento	Total corriente	Mas de 1 añ	o a 3 años	Más de 3 ai	ios hasta 5 años		
DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Deudora	Nombre del Acreedor	Acreedora	Moneda	Intéres	Nominal		Más de 90 días			Más de 2 años		Más de 4 años hasta		
						Efectiva		Hasta 90 días	hasta 1 año	al 31/12/2019	2 años	hasta 3 años	hasta 4 años	5 años	Más de 5 años	al 31/12/2019
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	SCOTIABANK	Chile	CLP	0,18%	0,18%	28.147.840		28.147.840						
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	SCOTIABANK	Chile	CLP	0,18%	0,18%	14.083.664		14.083.664						
							Totales	42.231.504		42.231.504		1-				-



b) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

				Corriente				No Co	riente		
Cogmonto Baís	Segmento País Moneda Tasa Nominal		Vencim	iento	Total corriente	Mas de 1 a	año a 3 años	Más de 3 años	hasta 5 años		
Segmento Pais Wioneda		Tasa Nullillal	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2020
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	2,50%	-	5.518.392	5.518.392		-	-	-	-	
Chile	UF	3,20%	461.462	461.462	922.924	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.434	37.145.920
		Totales	461.462	5.979.854	6.441.316	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.434	37.145.920

				Corriente		No Corriente							
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Vencim	iento	Total corriente	Mas de 1	año a 3 años	Más de 3 años	hasta 5 años				
Segmento Fais	ivioneua	I d 3 d I N U I I I I I I I I I I I I I I I I I		Más de 90 días		Más de 1 año Más de 2 años		Más de 3 años Más de 4 añ					
			Hasta 90 días	hasta 1 año	al 31/12/2019	hasta 2 años	hasta 3 años	hasta 4 años	hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2019		
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	UF	2,50%	-	10.945.936	10.945.936	5.374.048		-	-		5.374.048		
Chile	UF	3,20%	449.392	449.392	898.784	898.784	898.784	898.784	3.451.992	30.025.953	36.174.297		
		Totales	449.392	11.395.328	11.844.720	6.272.832	898,784	898.784	3.451.992	30.025.953	41.548.345		

- Individualización de bonos:

									Corriente				No Cor	riente		
RUT EMPRESA		País Empresa		País Entidad	Tipo de	Tasa de	Tasa de Intéres	Venc	imiento	Total corriente	Mas de 1 añ	o a 3 años	Más de 3 ai	ios hasta 5 años		
DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Deudora	Nombre del Acreedor	Acreedora	Moneda	Intéres	Nominal		Más de 90 días		Más de 1 año hasta	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años hasta		
						Efectiva		Hasta 90 días	hasta 1 año	al 31/12/2020	2 años	hasta 3 años	hasta 4 años	5 años	Más de 5 años	al 31/12/2020
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE C/Nº662	Chile	UF	2,39%	2,50%		5.518.392	5.518.392						
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE G/N°663	Chile	UF	3,24%	3,20%	461.462	461.462	922.924	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.434	37.145.920
							Totales	461.462	5.979.854	6.441.316	922.925	922.925	922.925	3.544.711	30.832.434	37.145.920

									Corriente				No Con	iente		
RUT EMPRESA				País Entidad	Time de Ti	Tasa de	Tasa de Intéres	Venci	imiento	Total corriente	Mas de 1 año	a 3 años	Más de 3 añ	os hasta 5 años		
DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Acreedora	Tipo de Moneda	Intéres	Nominal		Más de 90 días		Más de 1 año hasta	Más de 2 años	Más de 3 años	Más de 4 años hasta		
						Efectiva		Hasta 90 días	hasta 1 año	al 31/12/2019	2 años	hasta 3 años	hasta 4 años	5 años	Más de 5 años	al 31/12/2019
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE C/Nº662	Chile	UF	2,39%	2,50%	-	10.945.936	10.945.936	5.374.048					5.374.048
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	BONO SERIE G/Nº663	Chile	UF	3,24%	3,20%	449.392	449.392	898.784	898.784	898.784	898.784	3.451.992	30.025.953	36.174.297
							Totales	449.392	11.395.328	11.844.720	6.272.832	898.784	898.784	3.451.992	30.025.953	41.548.345



C) Arriendos financieros

					Corriente				No Corriente				
					Venci	miento	Total corriente	Mas de 1 a	iño a 3 años	Más de 3 años	hasta 5 años		
RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	Más de 1 año hasta 2 años		Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	al 31/12/2020
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Chile	81.067	186.087	267.154	202.559	176.502	185.133	128.425		692.619
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Chile	2.093	6.169	8.262	7.186	4.745	4.941	712	890	18.474
					83.160	192.256	275.416	209.745	181.247	190.074	129.137	890	711.093

37. Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Dólar	Peso chileno	100.653	1.93
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	Peso chileno	548.707	515.66
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	Dólar	Peso chileno	420	23
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			649.780	517.83
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	Peso chileno	1.918.292	2.208.99
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			1.918.292	2.208.99
TOTAL ACTIVOS			2.568.072	2.726.83
PASIVOS	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
			ÇIVI	IVIÇ
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	U.F.	Peso chileno	243.295	295.09
Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	Dólar	Peso chileno	-	34.93
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	Peso chileno	5.697.735	10.890.3
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	Peso chileno	5.018	15.1
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	Dólar	Peso chileno	3.461	
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			5.949.509	11.235.54
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	U.F.	Peso chileno	666.703	485.13
Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	Dólar	Peso chileno	-	1.078.4
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	U.F.	Peso chileno	28.882.233	33.416.6
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	U.F.	Peso chileno	2.864.053	3.174.5
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	Dólar	Peso chileno	2.147.281	
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			34.560.270	38.154.7
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES				



38. Sanciones

Durante el año terminado al 31 de diciembre de 2020, no se han aplicado sanciones a la Sociedad, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores Seguros.

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a la Sociedad, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 20.4.2 Multas.

39. Hechos Posteriores

El 05 de enero de 2021 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.301, que prorroga los efectos de la Ley N° 21.249. Sus principales modificaciones dicen relación con extender la duración inicial de 90 días por 270 días y la posibilidad de extender la cantidad de cuotas mensuales para el pago de la deuda, desde 12 a 36 meses. Las empresas proveedoras del servicio no podrán cortar el suministro a los clientes beneficiados por esta Ley.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2021 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.



Análisis Razonado Estados Financieros – Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. Al 31 de diciembre de 2020

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

Estado de Situación Financiera	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	80.749	74.685	6.064	8,1%
Activos no corrientes	274.405	294.582	(20.177)	(6,8%)
Total activos	355.154	369.267	(14.113)	(3,8%)
Pasivos corrientes	77.094	126.624	(49.530)	(39,1%)
Pasivos no corrientes	129.656	87.933	41.723	47,4%
Patrimonio	148.404	154.710	(6.306)	(4,1%)
Total pasivos y patrimonio	355.154	369.267	(14.113)	(3,8%)

Dentro de la normativa legal que regula el negocio de la Sociedad, la Ley N°21.194 publicada el 21 de diciembre de 2019 y las distintas resoluciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía (CNE) durante el año 2020, dicha autoridad determinó el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y contabilidad separada. Considerando estos cambios normativos, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de esta sociedad en dos, manteniéndose Frontel como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominó Frontel Transmisión S.A., la que conservará los activos de transmisión. La división tuvo efecto a partir del 31 de diciembre de 2020.

Por esta razón, en el proceso de división se disminuyeron los activos y pasivos de la Sociedad en los siguientes valores, Activos Corrientes (MM\$2.799), Activos No Corrientes (MM\$58.447), Pasivos Corrientes (MM\$196) y Pasivos No Corrientes (MM\$46.775).

1) Activos

Este rubro presenta una diminución de MM\$14.113 respecto de diciembre de 2019, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$6.064 y una disminución en los Activos no corrientes de MM\$20.177.

La variación positiva de los Activos corrientes es originada principalmente por:

- a) Aumento en Inventarios Corrientes (MM\$3.779), principalmente en materiales destinados a la operación, mantenimiento e inversiones en el Sistema Eléctrico.
- b) Aumento en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes (MM\$1.759), principalmente por el aumento de morosidad debido a que la Sociedad ha suspendido el corte de suministro ante la incertidumbre generada por el COVID-19, con el fin de aliviar a las familias, especialmente para aquellas que pertenecen al 40% más vulnerable. El 5 de agosto de 2020, la iniciativa de suspender el corte de suministro acordada entre las empresas eléctricas y el Gobierno fue extendida al 60% más vulnerable con la emisión de la Ley 21.249, en donde se establece que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma



indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables. Adicionalmente al aumento de reliquidaciones y cobro de diferencias con el Sistema Eléctrico y/o clientes, cuya forma de cancelación aún deben ser instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico. Lo anterior compensando parcialmente por el traspaso de provisiones de peajes de transmisión a Frontel Tx, según indicado en primer párrafo. Estas cuentas deben ser reliquidados por el sistema eléctrico (MM\$2.799), en sus procesos de revisión.

La variación negativa de los Activos no corrientes es originada principalmente por:

- a) Disminución de la plusvalía (MM\$9.610), debido al traspaso de la plusvalía asociada al negocio de transmisión, incluida en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.
- b) Disminución en Propiedades, planta y equipos (MM\$4.627), debido al traspaso de los activos de transmisión (MM\$43.876) incluidos en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020. Lo anterior compensado parcialmente con el aumento de construcciones de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes.
- c) Disminución de los activos intangibles distintos a la plusvalía (MM\$3.667), debido al traspaso de servidumbres asociadas a los activos de transmisión, incluida en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.
- d) Disminución de las cuentas por cobrar (MM\$1.792), principalmente por traspaso de cuentas corriente con empleados desde el largo plazo al corto plazo y menores créditos por ventas al detalle de productos y servicios.

2) Pasivos

Los pasivos presentan una disminución de MM\$7.806 respecto de diciembre de 2019, explicado por una disminución en los Pasivos corrientes de MM\$49.530 y un aumento de Pasivos no corrientes de MM\$41.723.

La variación negativa de los Pasivos corrientes se explica principalmente por:

- a) Disminución en Otros Pasivos Financieros Corrientes (MM\$47.064), por liquidación de préstamos bancarios de corto plazo suscritos con Banco Scotiabank.
- b) Disminución en Otros pasivos no financieros corrientes (MM\$2.906), principalmente por mayores cierres de obras de terceros y por actividades de obras de FNDR.

La variación positiva de los Pasivos no corrientes se explica principalmente por:

- a) Aumento en Otros Pasivos financieros no corrientes (MM\$25.466), principalmente por la obtención de un préstamo bancario otorgado por Banco de Chile por MM\$30.000 con vencimiento a 4 años.
- b) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corriente (MM\$19.198), principalmente por préstamos obtenidos de la empresa matriz Saesa, con el fin de hacer frente a la menor recaudación de energía y continuar con el nivel de inversiones que permite el



cumplimiento de la normativa eléctrica vigente con relación a mejorar la calidad de suministro, lo anterior compensado parcialmente con traspaso de los préstamos con la matriz del Grupo Inversiones Eléctricas (MM\$40.000), incluido en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.

Lo anterior compensado parcialmente por:

c) Disminución de Pasivos por Impuestos diferidos (MM\$2.481), debido al traspaso de impuestos diferidos relacionada a los activos de transmisión (MM\$5.332) incluido en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad, compensadas parcialmente por las mayores diferencias temporales originada por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afecta a Propiedades, planta y equipo que permanecen en la Sociedad.

3) Patrimonio

Esta sección presenta una disminución de MM\$6.306 respecto de diciembre de 2019, principalmente por la disminución patrimonial de la Sociedad como resultado de la división llevada a cabo el 31 de diciembre de 2020 (MM\$14.274) y la provisión de dividendo mínimo (MM\$ 3.473), lo anterior compensado parcialmente con el resultado del periodo (MM\$11.578).



Principales Indicadores:

Principales Indicad	ores	Unidad	dic-20	dic-19	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,0	0,6	77,6%
Liquidez	Razón ácida (2)	Veces	0,9	0,5	70,1%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,4	1,4	0,5%
Endeudamiento	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	10,4	9,8	5,5%
Composición de	Deuda CP / Deuda total (5)	%	37,3%	59,0%	(36,8%)
pasivos Deuda LP / Deuda total (6)		%	62,7%	41,0%	53,0%
	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	48.835	54.911	(11,1%)
Actividad	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,9	6,2	(37,4%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	93,4	58,4	59,7%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	24.901	23.989	3,8%
	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	7,6%	6,8%	12,4%
Dantahili da d	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	3,2%	3,2%	(0,8%)
Rentabilidad	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	11,4%	9,7%	17,6%
	Utilidad por acción (12)	\$	0,2%	0,1%	5,8%

- (1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
- (2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes netos de Inventarios y (ii) Pasivos Corrientes.
- (3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Total Patrimonio.
- (4) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Costos Financieros.
- (5) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (6) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos No Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (7) Corresponde a la razón entre (i) Inversión Total y el promedio de (ii) Inventarios Corrientes actual e Inventarios Corrientes del periodo anterior.
- (8) Corresponde a la inversa de (i) Rotación de Inventarios por (ii) Número de días del año.
- (9) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Patrimonio actual y Patrimonio del periodo anterior.
- (10) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Total Activos actual y Total Activos periodo anterior.
- (11) Corresponde a la razón entre (i) Resultado Bruto de Explotación y promedio de (ii) Propiedad, Planta y Equipo actual y Propiedad, Planta y Equipo periodo anterior.
- (12) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y (ii) Total Número de Acciones.



II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida)

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	175.717	167.536	8.181	4,9%
Materias primas y consumibles utilizados	(103.049)	(100.238)	(2.811)	2,8%
Margen de contribución	72.668	67.299	5.370	8,0%
Gasto por beneficio a los empleados	(16.250)	(15.758)	(492)	3,1%
Otros gastos por naturaleza	(28.521)	(26.233)	(2.287)	8,7%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(2.996)	(1.318)	(1.678)	127,3%
Resultado bruto de explotación	24.901	23.989	912	3,8%
Gasto por depreciación y amortización	(9.531)	(8.457)	(1.074)	12,7%
Resultado de explotación	15.370	15.532	(161)	(1,0%)
Resultado financiero	(3.162)	(3.617)	455	(12,6%)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	20	20	0	0,7%
Otras ganancias (pérdidas)	72	68	4	6,3%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	12.300	12.003	298	2,5%
Gasto por impuestos a las ganancias	(3.145)	(3.622)	477	(13,2%)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	9.156	8.381	775	9,2%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	2.423	2.563	(141)	(5,5%)
Ganancia (pérdida)	11.578	10.944	634	5,8%

1) Resultado de Explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del mismo periodo del año anterior en MM\$161, lo que se explica principalmente por:

- a) Mayor Margen de contribución por MM\$ 5.370 debido principalmente a:
 - Mayor margen de Distribución (MM\$ 3.369), principalmente por el aumento de las ventas de energía (MM\$ 2.159) correspondientes al sector residencial y una mayor indexación por tipo de cambio de MM\$ 3.545 e IPC MM\$ 1.327, lo anterior compensado por menores cobros a clientes por beneficios otorgados como consecuencia de COVID-19 y otras rebajas tarifarias por MM\$ 2.703 (eliminación de energía de invierno, suspensión del corte y reposición, entre otros) y mayores pérdidas de energía por MM\$ 1.003 (desde 13,9% a 14,7% en 2020).
 - Disminución de la cuenta Combustible para generación y materiales por MM\$2.467, se debe principalmente a un menor uso de materiales de ventas al detalle y servicios por MM\$2.470.
 - Lo anterior compensado con menores otros ingresos por naturaleza por MM\$797, principalmente por menores ingresos por ventas al detalle de productos y servicios por MM\$2.193 (disminución de actividad por COVID-19), y menores ventas de materiales y



equipos MM\$ 608, compensado con mayores construcciones de obras y trabajos a terceros MM\$2.284.

- b) Mayor Gastos del Personal (MM\$492), principalmente por indexación por IPC e incremento en dotación promedio. La empresa está haciendo frente a mayores exigencias regulatorias de calidad se servicio (Norma técnica), que han implicado reforzar su dotación.
- c) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$2.287), asociado principalmente a mayores egresos por construcción de obras a terceros (MM\$2.232), que compensan los mayores ingresos mencionados en el segundo párrafo de la letra a de este punto.
- d) Mayores Gastos por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 (MM\$1.678). Este monto refleja un deterioro en la antigüedad de las cuentas por cobrar, relacionada con los efectos de COVID-19, mostrando un aumento por sobre el año anterior de 227%. La Sociedad ha aplicado el modelo simplificado de pérdida esperada, y para efectos del cálculo se ha considerado la renegociación de los clientes vulnerables que ya la han pedido, según instruido por la autoridad.
- e) Mayores gastos por depreciación (MM\$1.074) relacionados con el aumento de inversiones para hacer frente a requerimientos de mejoras (Norma técnica) y ampliaciones de la red.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación positiva de MM\$455 con respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por menor pérdida por resultado de unidades de reajuste (MM\$325), debido a disminución de la deuda financiera en UF en 2020, respecto de 2019, mayor utilidad por diferencias de cambio MM\$172, lo anterior compensado parcialmente con menores ingresos financieros MM\$81.

3) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$11.578, lo que implicó una disminución de MM\$634 respecto al mismo periodo del año anterior.



III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	21.944	27.597	(5.654)	(20,5%)
de la Inversión	(51.867)	(54.554)	2.688	(4,9%)
de Financiación	30.125	26.007	4.118	15,8%
Flujo neto del período	202	(950)	1.152	(121,3%)
Variación en la tasa de cambio	61	(12)	73	(608,6%)
Incremento (disminución)	263	(962)	1.225	(127,3%)
Saldo Inicial	3.602	4.564	(962)	(21,1%)
Saldo Final	3.865	3.602	263	7,3%

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó MM\$3.865, siendo MM\$263 mayor al mismo periodo del año anterior.

El aumento del flujo neto respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por:

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por pagos pendientes de reliquidación por compra de energía de periodos anteriores y menor recaudación de ventas de energía por la morosidad. Lo anterior principalmente debido a la suspensión del corte de suministro, con el fin de aliviar a las familias durante el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe originado por el COVID-19. Las deudas que se originen por este no pago, serán refinanciadas en 36 cuotas sin interés por la Sociedad, a partir de mediados de 2021.
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de inversión, principalmente por menores compras de propiedades plantas y equipos, clasificadas como actividades de inversión, compensado parcialmente por menores ingresos por préstamos a entidades relacionadas.
- 3) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de financiamiento, principalmente por mayores préstamos obtenidos de entidades relacionadas y menor dividendo pagado respecto de 2019. Lo anterior compensado parcialmente por menores flujos netos obtenidos del sistema financiero.



IV. Mercados en que Participa

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, especialmente en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía.

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa aproximadamente el 95% de los ingresos brutos, según se muestra en la Nota N°23 de los Estados Financieros (el número de clientes y las ventas de energía de esta línea se detallan a continuación):

Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación	
Residencial	347.895	338.957	8.938	2,6%	
Comercial	13.998	13.703	295	2,2%	
Industrial	2.417	2.370	47	2,0%	
Otros	11.300	10.717	583	5,4%	
Total	375.610	365.747	9.863	2,7%	

Ventas de Energía facturadas (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación	
Residencial	455.403	401.823	53.580	13,3%	
Comercial	192.529	178.830	13.699	7,7%	
Industrial	256.995	286.192	(29.197)	(10,2%)	
Otros	142.904	133.913	8.991	6,7%	
Total	1.047.831	1.000.758	47.073	4,7%	

V. Principales Riesgos

Los principales riesgos a los que la Sociedad se ve expuesta están relacionados con cambios en su marco Regulatorio, suministro de energía, así como los riesgos financieros que se explican en la Nota N°4. Política de Gestión de Riesgo de los Estados Financieros de la Sociedad.

1) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y generación de los sistemas medianos, así como licitaciones públicas para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija las tarifas en base a normas de calidad de producto y operación, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La CNE 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, mantener y administrar dicho sistema de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una



organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados. La CNE puede impulsar cambios en la Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación, una descripción de los riesgos regulatorios:

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó un nuevo Decreto 11T/2016 de fórmulas de tarifas, que regiría desde noviembre de 2016 (en forma retroactiva) hasta octubre de 2020.

En diciembre 2017 se publicó la Norma Técnica de calidad de servicio en Distribución (NTDx), la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, monitoreo y control (SMMC). No obstante, estos estándares son exigibles de forma gradual a medida que sus costos se reflejen en las tarifas de distribución. Así, el 27 de septiembre de 2018, se publicó el decreto tarifario del Ministerio de Energía 5T/2018, que busca remunerar en tarifas finales los estándares solicitados por la norma mencionada, que implicarán mayores inversiones, así como mayores gastos. Los aumentos de tarifas se harán en forma gradual siendo compensados parcialmente con reducciones de tarifas anuales producto del reconocimiento de economías de escala en el servicio de distribución. El decreto 5T/2018 viene a complementar el decreto 11T/2016 publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que estarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

Dentro de los nuevos estándares de la NTDx se definió la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Posteriormente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/19) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa (fijada en el decreto 5T/2018) por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se inició un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementarlo y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados, a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos asociados a medición inteligente y



partir de ese momento, los montos indicados en el decreto 5T/2018 relacionados con ese monto son deducidos de las tarifas a cobrar.

Las tarifas de VAD 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, el 24 de julio de 2018 se publicó el decreto 13T/2017 del Ministerio de Energía que fija las nuevas tarifas.

Adicionalmente, producto de la Ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, denominada Ley Corta, cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Adicionalmente, establece que a partir del 1° de enero del año 2021, las empresas distribuidoras deberán implementar el giro exclusivo de distribución conforme las condiciones que CNE defina en una Resolución Exenta al efecto. Además, se reemplaza el mecanismo de Estudios ponderados para la fijación de la tarifa (2/3 estudio CNE + 1/3 Estudio Empresas) por un único Estudio encargado por la CNE, pero sujeto a observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Los cambios introducidos por la Ley Corta deberán ser consideradas en el próximo proceso tarifario que establecerá las tarifas para el período noviembre de 2020 a noviembre de 2024, el cual se encuentra actualmente en curso.

Producto de la Ley N°21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, los niveles de precios asociados al valor agregado de distribución permanecerán constantes hasta octubre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la correcta indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Se encuentra en curso el proceso de fijación noviembre 2020 – octubre 2024 dónde se incorporarán estos saldos, los que serán reajustados sólo por IPC. Este proceso de fijación está en desarrollo y se espera que el decreto se publique en diciembre de 2021 con efecto retroactivo al 4 de noviembre de 2020.

Los cambios aquí indicados y los que vengan en el futuro podrían afectar los flujos de la empresa. Los riesgos relacionados con estos cambios son monitoreados continuamente con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

c) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276, en adelante la "Resolución", que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley 21.194, en adelante la "Ley".



De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. La Sociedad presentó un calendario de planificación en el que describe las fechas en que daría cumplimiento a la Ley. Así, al cierre del ejercicio traspasó sus activos de transmisión a Frontel Tx (producto de una división descrita en el párrafo uno de este documento), dando cumplimiento a la primera parte de su planificación. Respecto de los siguientes pasos, la Sociedad se encuentra evaluando los impactos en el negocio y la forma de abordarlos para disminuirlos y darles cumplimiento.

2) Contratos de suministro clientes regulados

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

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

Cabe mencionar que la quiebra de un suministrador no pone en peligro la entrega física de la energía y potencia destinada a clientes regulados, debido a los cambios legales introducidos mediante la Ley N° 20.805 del 2015 que permiten el traspaso de excedentes de energía licitada 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 esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre 2017, por el 100% de la energía licitada. Se estima que el 2026 podría requerirse energía regulada por lo que se espera un nuevo proceso de licitación para 2021 (proceso 2021/01) por alrededor de 2,300 GWh/año, con entrega de ofertas para finales de mayo de 2021 y adjudicación durante junio de 2021.

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.

Además, está en discusión en el Congreso un proyecto de Ley que habilita a todos los clientes a elegir libremente su suministrador, conocido como "Ley de Portabilidad Eléctrica".



3) Abastecimiento de energía

La seguridad de abastecimiento de energía para todo el SEN (Sistema Eléctrico Nacional) 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.

4) Riesgo COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe.

En este contexto, la Sociedad ha implementado diversos planes de acción para enfrentar esta pandemia, los cuales abarcan aspectos de protección de la salud de los colaboradores, aseguramiento de la continuidad operacional y cumplimiento de lo establecido con clientes, seguimiento de morosidad por tipo de deudores y cartera y análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez.

Para la Sociedad, la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores y contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, considerando las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

- Plan de continuidad operacional: se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo con la naturaleza de sus responsabilidades lo puedan hacer. Al 30 de septiembre de 2020, prácticamente el 100% de estos colaboradores se encuentran realizando trabajo remoto.
- Protección de salud de los colaboradores: Implementación de protocolos sanitarios para aquellos trabajadores que deban realizar su trabajo en terreno, tanto en actividades de operación y mantenimiento, construcción y atención de público, además de contar con kits de seguridad basados en las recomendaciones de las autoridades sanitarias competentes. Esto ha



permitido mantener los estándares de operación del sistema eléctrico (según lo requerido por Ley, ya que como empresa de servicio público debe continuar prestando el servicio), así como evitar retrasos mayores en la construcción de obras que atenderán el crecimiento futuro del consumo.

• Seguimiento de la morosidad por tipo de deudores y cartera: La Sociedad ha establecido un comité corporativo para dar un seguimiento continuo en estos aspectos. Se ha suspendido el corte suministro a clientes residenciales y se otorgarán facilidades de pago en cuotas para aquellos clientes más vulnerables. El 5 de agosto de 2020, la iniciativa acordada al inicio de la Pandemia entre las empresas eléctricas y el Gobierno de no cortar el suministro y permitir el refinanciamiento en cuotas para aquellos clientes con el 40% de vulnerabilidad, fue extendida al 60% más vulnerable con la emisión de la Ley 21.249, en donde se establece que durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables. Antes de la fecha de emisión de estos Estados Financieros, entró en vigor la Ley 21.301 (5 de enero de 2021) que hace extensivos los beneficios de la Ley 21.249, ampliando la fecha de no corte de suministro hasta el 5 de mayo de 2021 y los meses de prorrateo para el pago de la deuda de energía de clientes vulnerables hasta 36.

Por otra parte, la Sociedad ha reforzado sus canales web (cuyo uso ha aumentado en forma considerable), y está mejorando el proceso de obtención de convenios de pago de los clientes, de modo de aquellas personas, que presentan inconvenientes, puedan realizarlo con facilidad a través de la página web de la empresa o atención presencial en sucursales disponibles.

 Análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez: La Sociedad ha estado monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Así, en agosto de 2020, la empresa restructuró su deuda a través de un crédito por M\$30.000 a largo plazo Banco Chile, para asegurar la liquidez y el financiamiento del plan de inversiones.

La Sociedad se encuentra evaluando activamente y respondiendo, a los posibles efectos del COVID-19 en nuestros colaboradores, clientes, proveedores, y distintos stakeholders, en conjunto con una evaluación continua de las acciones gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación.

El grado de incertidumbre generado por COVID-19, como evento excepcional, podría afectar las estimaciones realizadas por la Administración con mayores desviaciones a las históricamente presentadas, considerando que el escenario ha tenido constantes cambios.

Al 31 de diciembre, el principal efecto en el Estado de Resultados Integrales de la Sociedad tiene relación con el aumento de la morosidad y por tanto en la pérdida por deterioro de las cuentas comerciales que presentó un aumento de MM\$1.678, que equivale a un 127% por sobre el mismo período del año anterior. También los beneficios otorgados a los clientes por eliminación de conceptos tarifarios tales como energía de invierno, corte y reposición, entre otros han generado una disminución de los ingresos de MM\$1.685 respecto de 2019.