



Reporte Anual 2020

Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	6
ANTECEDENTES RELEVANTES	8
ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD	9
PROPIEDAD Y CONTROL	10
GOBIERNO CORPORATIVO	11
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	15
ADMINISTRACIÓN	19
MARCHA DE LA EMPRESA	21
ELECTRIFICACIÓN RURAL	30
PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)	30
LÍNEA DE TIEMPO	34
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	37
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	46
FACTORES DE RIESGO	54
GESTIÓN FINANCIERA	59
HECHOS RELEVANTES	63
EMPRESAS FILIALES	66
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	72
ESTADOS FINANCIEROS	73

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, un gran cambio de 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 muy difíciles de sobrellevar y lo primero que quisiera destacar es lo inmensamente orgullosos que estamos de todos y de cada uno de nuestros colaboradores que, en medio de la tormenta, dieron lo mejor de sí para lograr dar a todos nuestros clientes un servicio de excelencia con una entrega y esfuerzo personal sin precedentes. Por lo anterior, quisiera en nombre del Directorio, agradecer profunda y sinceramente a cada uno de nuestros más de 1.500 trabajadores y de 4.500 contratistas y a sus familias por este esfuerzo especial y único del año 2020.

Somos una empresa que da un servicio público y como tal nos toca ponernos a disposición de la comunidad para asegurar que, a pesar de cualquier contratiempo, nuestros clientes puedan confiar en la estabilidad del suministro de electricidad y así también de todos los otros servicios que proporcionamos a nuestros clientes.

También, somos responsables por la salud e integridad física de todos nuestros colaboradores, quienes son parte de nuestra familia. Conciliar ambas cosas fue una gran tarea, pero podemos afirmar que lo logramos con creces. Durante el 2020, tuvimos excelentes índices en calidad de suministro y, si bien hubo contagios entre nuestros trabajadores y contratistas, el porcentaje de incidencia fue menor y no tuvimos que lamentar ningún desenlace fatal.

En terreno, tomamos todas las medidas posibles para garantizar la seguridad de nuestros colaboradores y clientes con el fin de no detener nuestra operación, mantenimientos y proyectos. 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 a madres tener que reinventarse 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 integrarse 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 a las instituciones relacionadas a la misma, sino que, a toda la economía del mundo, 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.

Respecto del 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 operar de nuestra compañía, afectando principalmente a las sinergias. Si bien ya hemos efectuado los principales cambios, 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 2020 se caracterizó porque, a pesar de las dificultades que lo marcaron, obtuvimos importantes logros y reconocimientos que nos llenan de orgullo.

La marcada mejoría obtenida en calidad de servicio, impulsada por fuertes inversiones en equipamiento, tecnología e innovación, nos obliga a un liderazgo en la 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 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 especialmente desde el punto de vista medioambiental, regulatorio y social.

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 y productividad 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 obtenido en el 2019.

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

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 todavía 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, de cada uno de los colaboradores y sus familiares de nuestra gran familia Saesa.



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 imprimir en su quehacer diario estos siete valores fundamentales:

- **Integridad:** Hacemos lo correcto.
- **Transparencia:** Vamos con verdad y honestidad.
- **Seguridad:** Un intransable.
- **Excelencia:** Hacemos las cosas de manera impecable.
- **Foco en el cliente:** El centro de nuestra gestión.
- **Eficiencia:** Clave en nuestra industria.
- **Sustentabilidad:** Somos responsables con el futuro.

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Nombre de Fantasía

Saesa

Rol Único Tributario

76.073.162-5

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7010

Fax

+56 22 414 7009

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web

www.gruposaes.cl

Atención Inversionistas Fonos

+56 64 238 5400

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores

Nº1.072

Fecha Inscripción Registro de Valores

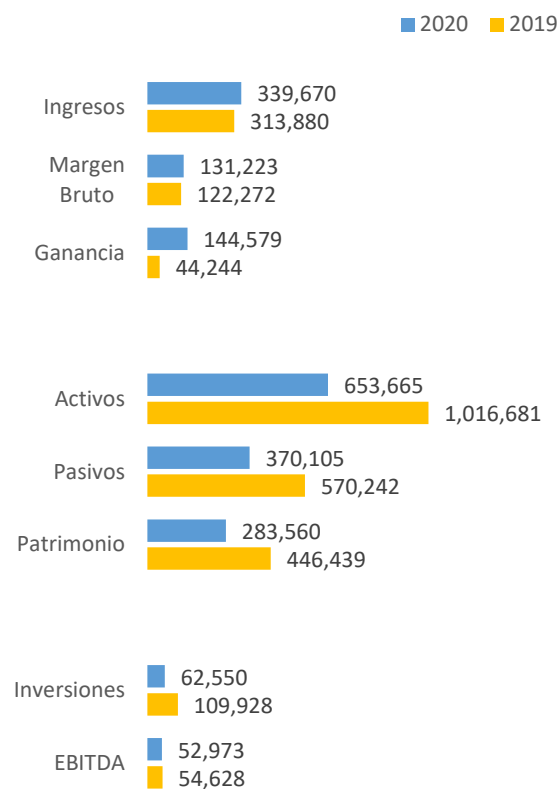
19/05/2011

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

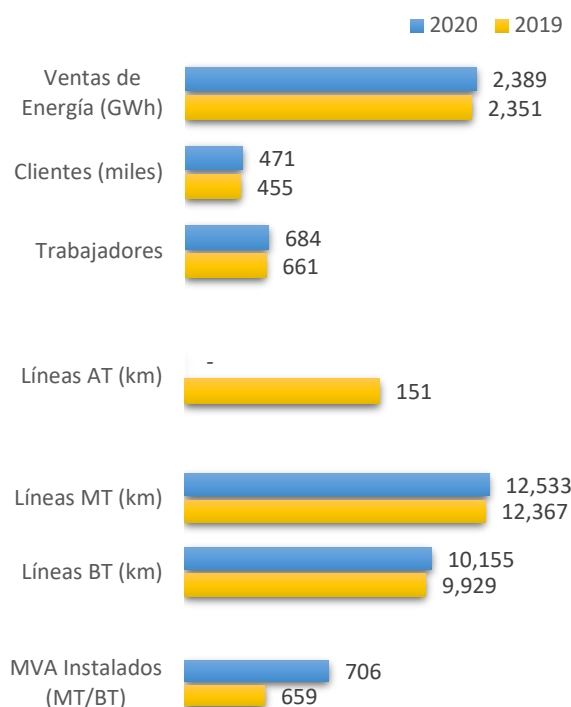
Constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.007 Nº31.134 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



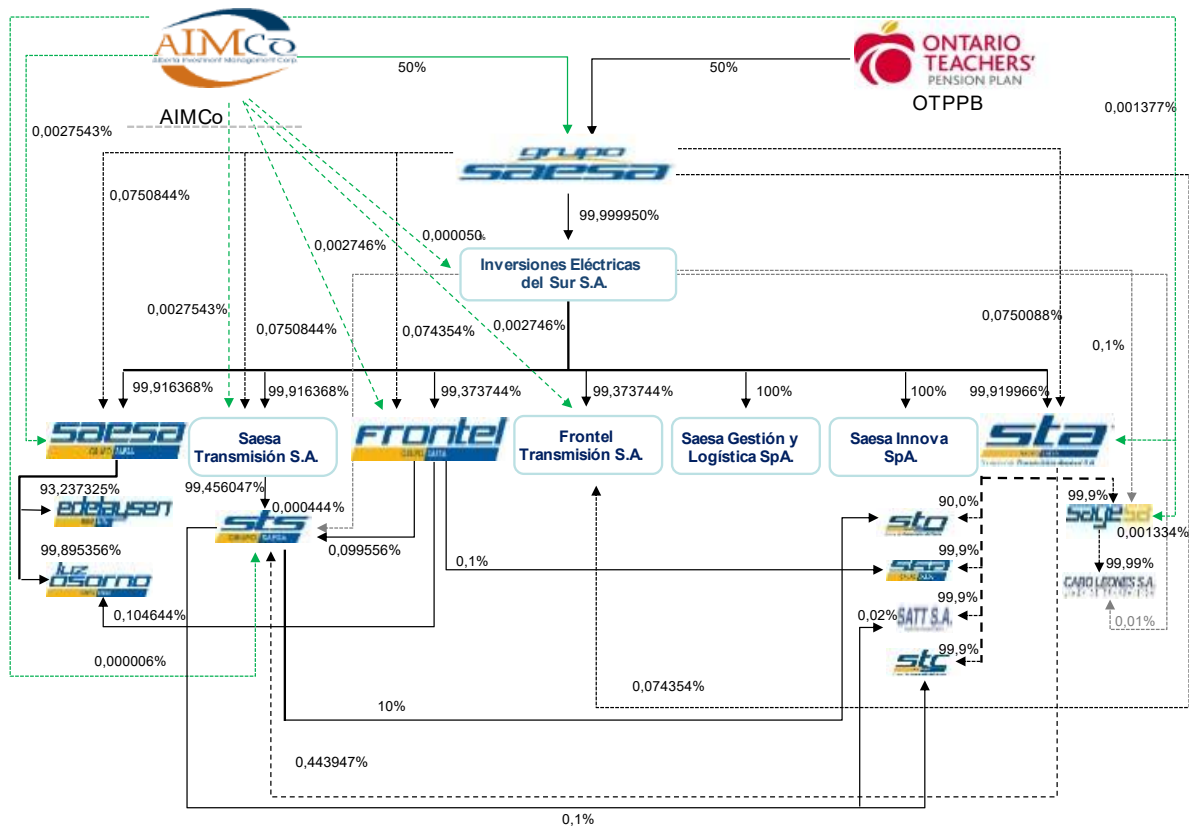
ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES



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

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

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



PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2020, el número de accionistas de Saesa alcanzaba los 149, siendo los 12 mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	ACCIONES SERIE A	ACCIONES SERIE B	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	371.662.703	8.997.476.985.802	8.997.848.648.505	99,916368%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,075084%
Condor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,002754%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,001373%
Inmobiliaria Santa Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,000654%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,000472%
Inversiones Correntoso Ltda	1.307	39.211.746	39.213.053	0,000435%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,000295%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,000264%
Radiodifusoras Australes Soc.Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,000229%
V. de Garrido, Elena Trecha	577	17.321.694	17.322.271	0,000192%
Lavandero Pascal, Maria de los Ángeles	534	16.020.980	16.021.514	0,000178%
Otros Accionistas	5.105	153.262.096	153.267.201	0,001702%
TOTAL	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100%

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

ACUERDOS CONJUNTOS

A nivel de la Sociedad, existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con fecha 24 de julio de 2008 entre los accionistas mayoritarios; estos contemplan entre otras materias, ciertas limitaciones a la libre disposición de las acciones en dicha Sociedad. A su vez, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuenta con pacto de accionistas celebrado el 22 de junio de 2012, el cual contempla limitaciones a la libre disposición de las acciones.

GOBIERNO CORPORATIVO

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de ésta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley 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, sobre 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 al 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 muy importante 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.

Esta última modificación ha redundado en un arduo trabajo de actualización del Modelo de Prevención de Delitos y sus políticas asociadas, el que ha incluido 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 que Grupo Saesa pudiera estar expuesto, la modificación de 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 y que se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas del Grupo Saesa.

Para llevar a cabo esta tarea de actualización del Modelo de Prevención la sociedad ha solicitado el apoyo y asesoría de consultores expertos en la materia. De esta manera, se asegura que el Grupo Saesa se adecúe al nuevo escenario social y jurídico que vive el país y mantenga 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*. 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 la certificación de este desde el año 2014, renovándose anualmente desde esa fecha.

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, 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 49 empresas que se sometieron a la evaluación, al recibir el “Premio Generación Empresarial - Diario Financiero al Compromiso con la Integridad 2019”.

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
ANTIGÜEDAD (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	6	-	6
Entre 41 y 50 años	17	5	22
Entre 51 y 60 años	7	-	7
Entre 61 y 70 años	4	-	4
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	5	1	6
Entre 3 y 6 años	5	-	5
Entre 6 y 9 años	5	-	5
Entre 9 y 12 años	1	-	1
Mayor a 12 años	18	4	22
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	32	5	37
EXTRANJERA	2	-	2

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	103	31	134
Entre 30 y 40 años	227	77	304
Entre 41 y 50 años	114	31	145
Entre 51 y 60 años	40	10	50
Entre 61 y 70 años	11	1	12
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	212	66	278
Entre 3 y 6 años	100	36	136
Entre 6 y 9 años	53	17	70
Entre 9 y 12 años	14	7	21
Mayor a 12 años	116	24	140
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	487	147	634
EXTRANJERA	8	3	11

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	103	31	103	31	14,9%	4,5%
Entre 30 y 40 años	1	1	6	-	227	77	234	78	33,8%	11,3%
Entre 41 y 50 años	1	1	17	5	114	31	132	37	19,1%	5,3%
Entre 51 y 60 años	2	-	7	-	40	10	49	10	7,1%	1,4%
Entre 61 y 70 años	1	-	4	-	11	1	16	1	2,3%	0,1%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	0,1%	0,0%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	5	1	66	212	72	214	10,4%	30,9%
Entre 3 y 6 años	1	-	5	-	36	100	42	100	6,1%	14,5%
Entre 6 y 9 años	2	-	5	-	17	53	24	53	3,5%	7,7%
Entre 9 y 12 años	2	1	1	-	7	14	10	15	1,4%	2,2%
Mayor a 12 años	-	-	18	4	24	116	42	120	6,1%	17,3%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	32	5	487	147	522	152	75,4%	22,0%
EXTRANJERA	3	2	2	-	8	3	13	5	1,9%	0,7%
							77,3%	22,7%		
							692			

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	117%	100%	-17%
Enc. Unidad	91%	100%	9%
Jefes de Área	91%	100%	9%
Linieros	0%	100%	100%
Profesionales	86%	100%	14%
Supervisores	0%	100%	100%
Técnicos	84%	100%	16%

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

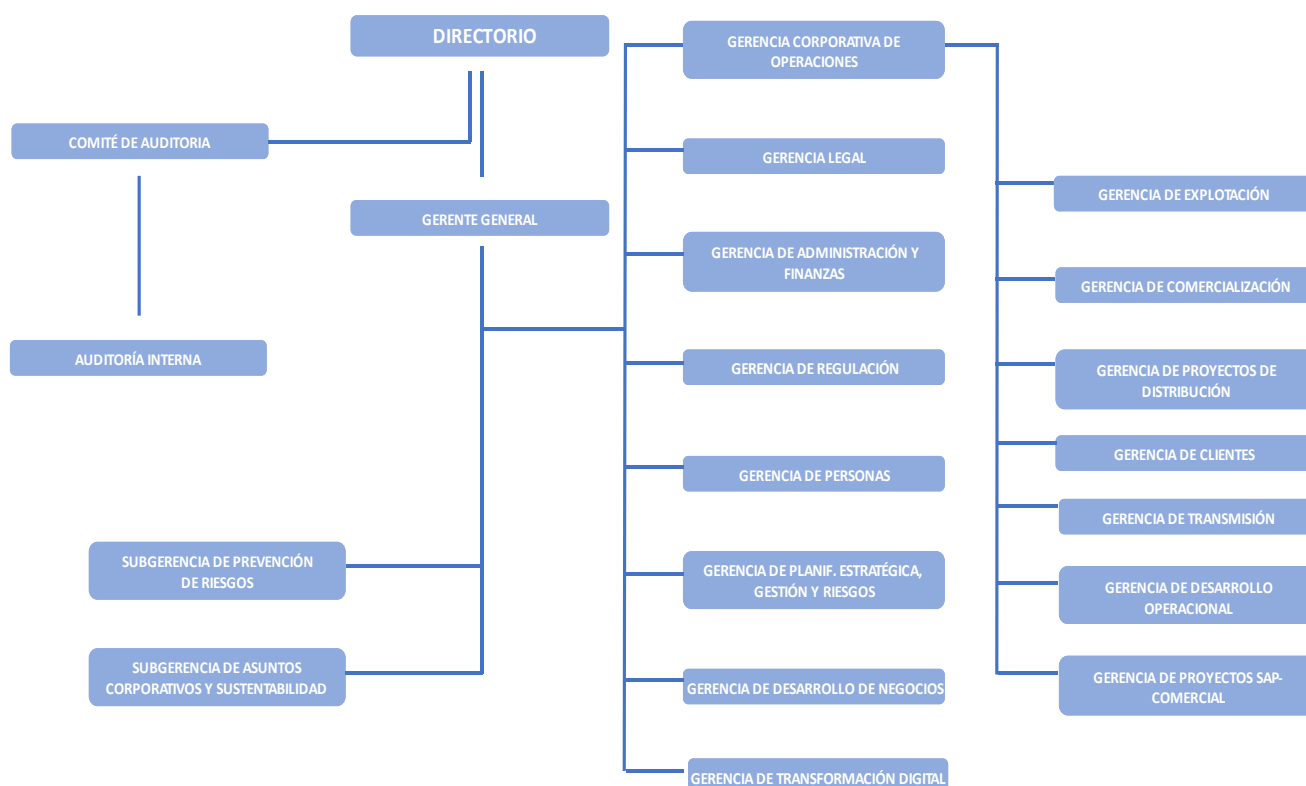
Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjera
Fecha último nombramiento:
30-04-2020

ADMINISTRACIÓN

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6 Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 7.741.108-9 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Administración y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5 Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente de Proyecto SAP Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Gerente de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Proyectos de Distribución	Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1 Fecha nombramiento 1 de diciembre de 2018
Gerente de Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.667.414-0 Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial / 12.752.648-6 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico / RUT 11.364.868-6 Fecha nombramiento 17 de diciembre de 2018
Gerente de Desarrollo Operacional	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Subgerente de Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos / RUT 12.540.271-2 Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7 Fecha nombramiento 1 de octubre de 2013
Subgerente de Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista / RUT 11.694.983-0 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Clientes	Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6 Fecha nombramiento 1 de abril de 2018
Gerente de Explotación	Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Subgerente Asuntos Corporativos y Sustentabilidad	Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial / RUT 12.421.730-k Fecha nombramiento 1 de abril de 2016
Gerente de Transformación Digital	Cristian Alfredo Mezzano Frias / Ingeniero en Ejecución / RUT 13.257.722-6 Fecha nombramiento 6 de enero de 2020
Gerente Tecnología de la Información	Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática / RUT 13.257.722-6 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 Saesa 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 ítem 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, 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

PRIMER REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DEL GRUPO SAESA

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 estas 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, tablets 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 - 15kW 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 Secretarías 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 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), 1% a la filial EDELAYSEN (2 ton) y 17% a la relacionada FRONTEL (34 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, en la filial EDELAYSEN 1,4 toneladas un 15% y en la relacionada FRONTEL 2,9 toneladas un 30%.

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 rediseñó el Plan Piloto que estaba circunscrito al edificio corporativo, llevando el reciclaje al domicilio de nuestros colaboradores, siendo partícipes 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 lo 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%), sus filiales LUZ OSORNO 7 hectáreas (8%) y EDELAYSEN 0,5 hectáreas (0,7%), la relacionada FRONTEL 7 hectáreas (8%), la relacionada SAGESA 0,3 hectáreas (0,3%) y la relacionada STS 24 hectáreas (30%)

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 psicológico, 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.

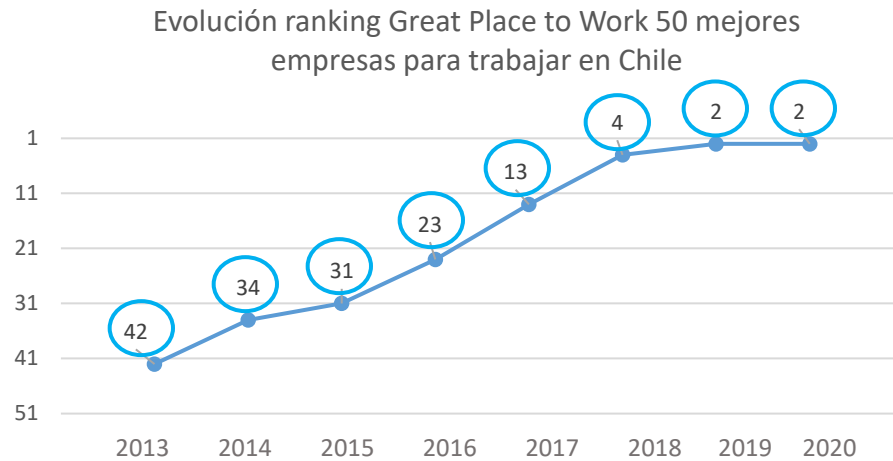
Programa Somos Formadores

- 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).
- Saesa y sus filiales ejecutaron más de 17 mil horas orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores. Este plan fue ajustado considerando la crisis sanitaria.
- A través del Programa **Crece** estudiaron 50 colaboradores. El desarrollo del programa contempló más de 20 mil horas (Saesa 18.433 horas, Luz Osorno 1.455 horas, Edelaysen 230 horas)
- A nivel de Grupo Saesa, 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 a nivel de Grupo Saesa**, este año se capacitaron 419 personas en distintos cursos, 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.
 - Curso asistente administrativo: se formaron 86 personas y 4.300 horas de capacitación.
 - 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, su filial Edelaysen y las relacionadas; Frontel, STS y STN. De acuerdo con el 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 una vez más logra ser reconocida 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 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 *on-line* 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 on-line 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 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 Saesa y sus filiales finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 33 Proyectos de Electrificación Rural (Saesa 24, Luz Osorno 8, Edelayesen 1) ubicados en sectores rurales pertenecientes a 20 comunas de las regiones Los Ríos, Los Lagos, la Araucanía y Aysén.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 913 beneficiarios de sectores rurales (Saesa 573, Luz Osorno 227, Edelayesen 1), considerando obras que abarcan una extensión de redes de 84 km de línea de media tensión, 95 km de línea de baja tensión en postación individual, 16 km de línea de baja tensión en postación común y 338 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 Saesa alcanza un total de 34 PMGD conectados a centrales con una potencia total de 85,02 [MW], entre las regiones de los Ríos y los Lagos, por otra parte, su filial Luz Osorno alcanza un total de 4 PMGD conectados con una potencia total de 7,4 [MW] en la región de los Lagos.

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 afectó 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:

I. 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 público 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 Edelayen, 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 Artículo 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, de dónde viene y hacia dónde quiere ir, estableciendo las oportunidades de la marca en relación al mercado, al consumidor y objetivos estratégicos del negocio. Desarrollar una plataforma estratégica y de identidad con el fin de proyectar a Grupo Saesa y su portafolio de marcas hacia el futuro, alineándose a los objetivos del negocio y respetando los assets construidos en el tiempo.

Tener una arquitectura marcaria coherente y de acuerdo a las necesidades del negocio. Con este proyecto se realizarán las definiciones estratégicas de marca/compañía: propósito, revisión de los valores, personalidad y posicionamiento; en conjunto con una arquitectura de marca y una guía general de aplicación a las definiciones

¡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

1926

Nace la Sociedad Austral de Electricidad S.A., Saesa, pequeña empresa privada que suministra energía eléctrica a Lebu, Arauco y Carampangue.

1945

Nace la Cooperativa Eléctrica de Osorno para abastecer al sector rural de Osorno.

1981

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

1994

Saesa se asocia con Transelec y crean Sistema de Transmisión del Sur S.A., STS, con una participación accionaria del 60% y 40%, respectivamente.

1996

Saesa adquiere a Transelec su 39,9% de las acciones de STS, logrando un 99,9% de la propiedad.

1999

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

2001

En junio, se constituye la sociedad PSEG Chile Holding S.A., filial de PSEG Global Inc.

En agosto, Inversiones PSEG Chile I Ltda., filial de PSEG Chile Holding S.A., adquiere el 93,88% de las acciones de Saesa y el 13,71% de las acciones de Frontel, que eran propiedad de Copec.

1920

-

1940

1929

Saesa extiende sus servicios a Puerto Montt, Osorno y Valdivia, en la X Región.

1941

-

1980

1946

Corfo y Endesa compran una participación mayoritaria en Saesa para agilizar el ambicioso "Plan de Electrificación del País", impulsado por el Estado.

1981

-

1990

1989

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

1995

Copec alcanza una participación de 93,88% en Saesa.

1991

-

2000

1998

Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1500 km, entre la VIII y la XI Región.

2000

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

2001

-

2004

2002

El 31 de julio se incorpora a Saesa la totalidad de los accionistas y patrimonio de Saesa y de Inversiones PSEG Chile I Ltda., sociedades que se fusionaron.

2005

Se reestructura el organigrama de la Empresa y se anuncia una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones de distribución y transmisión. Se completa con éxito el financiamiento de largo plazo con aumento de capital de MM\$14.837 y refinanciamiento de pasivos en MUF 4.500.

2007

Se inicia la construcción del Proyecto Chiloé, que construirá un sistema de transmisión en 220 kV, entre Puerto Montt y la Isla de Chiloé, con una inversión de US\$27 millones.

Se obtiene un contrato por MUF 1.800, para el refinanciamiento del 100% de la amortización de los actuales bonos de largo plazo de Saesa. En diciembre se materializa la primera colocación de MUF 300.

2009

Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año MM\$ 26.000.

Finaliza la construcción del primer proyecto de electrificación rural conectada al SIC, mediante el cruce aéreo entre islas, desde Puluqui hasta Chidquapi.

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).

2013

En el mes de junio, nuevamente el consorcio conformado por Saesa y Chilquinta (esta última no perteneciente al grupo empresarial al que pertenece Saesa) adjudicándose 2 nuevos proyectos de transmisión troncal. Posteriormente constituyen la Sociedad Eletrans II.

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

2006

Tras completar la inversión en mejoramiento, la Empresa logra elevar los índices de calidad de servicio, culminando el año con todos los indicadores exigidos por la autoridad dentro de los rangos permitidos.

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, adquieren 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.

Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelayen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

2012

En el mes de febrero asumió como Gerente General del Grupo Saesa, Francisco Alliende Arriagada. En septiembre fue inaugurado, junto al Ministro de Energía, Jorge Bunster, el Proyecto Puyehue Rupanco. En diciembre la Compañía colocó bonos de MUF 2.500 para financiamiento de sus pasivos financieros.

2014

En el mes de septiembre se constituyó la Sociedad "Sistema de Transmisión del Norte S.A", posicionándose en el norte del país.

En el mes de noviembre se realizó una colocación de bonos en el mercado local por MUF 2.000 principalmente para inversiones y refinanciamiento de pasivos.

2015

En el mes de octubre, se constituyó la Sociedad “Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A” o SATT. Esta sociedad pertenece en un 99,9% a Saesa y en un 0,1% a STS y será la encargada de desarrollar y explotar el proyecto troncal S/E Crucero–Encuentro, que le fuera adjudicado a Saesa.

En diciembre fue la puesta en Marcha de la línea de transmisión que une Copiapó con Diego de Almagro que se extienden entre la subestación Cardones, ubicada a 15 kilómetros al sur de Copiapó, y la subestación Diego de Almagro. Esta obra, a cargo del consorcio Eletrans, conformado por Saesa y Chilquinta, tiene una extensión de 156 kilómetros y significó una inversión de USD 70 millones.

2018

Durante el año, la filial, Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A se adjudica licitaciones públicas internacionales para la construcción de la nueva subestación seccionadora Río Toltén en la región de la Araucanía y para la construcción de la subestación Guardiamarina ubicada en Antofagasta. En agosto, se concluye la construcción de la línea de transmisión San Fabian-Ancoa desarrollada por la filial STC. En noviembre, inicia su operación en el sistema eléctrico nacional la Subestación Kimal.

2020

Con fecha 24 de junio 2020 Saesa acuerda la venta de su participación (50%) en las sociedades Eletrans S.A, Eletrans II S.A., y Eletrans III S.A., a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

Con fecha 21 de diciembre de 2020 en junta extraordinaria de accionistas se acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina **Saesa 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)

2016

En el mes de junio, se pone en marcha la línea de transmisión Sitramel, destinada a evacuar la central Kellar (500 MW), y que se extiende entre la subestación enlace y seccionamiento línea Angamos.

Esta obra, a cargo de Sistema de transmisión del Norte; STN, significó una inversión de US\$70 MM.

2017

En el mes de mayo, se cierra la adquisición de la Subestación Maria Elena 220 kV y se suscribe un contrato de peaje para la evacuación de la electricidad del parque fotovoltaico “Maria Elena”.

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

En agosto, se formaliza el contrato con la empresa HMV Chile en modalidad EPC para la ejecución de la ampliación de la Subestación San Andres 220 kV.

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

2019

A comienzos del año, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A (STS), realiza una exitosa colocación de bonos en el mercado nacional por un monto de UF 4.000.000 con el objetivo de financiar su plan de inversiones y proyectos en ejecución.

Se da inicio al proceso de reestructuración corporativa, dividiendo Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA) y creando a partir de esta a la nueva Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA).

En relación al plan de inversiones, se registró un aumento de 73% respecto del año anterior, alcanzando los MM\$45.133.

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 a cargo de las generadoras se espera que se saldarán 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 11 de julio del 2016 se aprobó la nueva Ley de Transmisión (Ley N° 20.936) que establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.

Los principales cambios propuestos por esta Ley son:

a) Definición funcional de la transmisión: El “sistema de transmisión o de transporte de electricidad” es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución.

b) Remuneración: será a través de cargos únicos que asegurarán la recuperación de la inversión y de los costos de administración, operación y mantenimiento eficientes y reconocidos en los decretos tarifarios. Se elimina la actual volatilidad ante variaciones del consumo eléctrico. El valor reconocido para el bienio 2018-2019 de las instalaciones de transmisión existentes se fijó a través del DS 6T/2018. A contar de enero 2018, asegura los ingresos del decreto y elimina la dependencia de la demanda.

c) Acceso abierto total a instalaciones de los sistemas de transmisión del sistema eléctrico, pudiendo ser utilizadas por terceros bajo condiciones técnicas y económicas no discriminatorias entre todos los usuarios, a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.

d) Cambio en la tasa de descuento utilizada para remunerar los costos de las instalaciones desde una tasa fija real anual de 10% antes de impuestos a una tasa que considere el riesgo sistemático de las actividades propias de las empresas en relación al mercado, la tasa libre de riesgo y el premio por riesgo de mercado, con un piso de 7% real después de impuestos.

e) Estudios de Franjas: el Estado podrá establecer que determinados proyectos de obras nuevas puedan utilizar este mecanismo, el cual consiste en entregar al adjudicado una franja preliminar con la aprobación del Consejo de Ministros para la Sustentabilidad, debiendo el adjudicado desarrollar el trazado específico dentro de la franja preliminar y obtener la RCA correspondiente del proyecto. Posteriormente se imponen las servidumbres por decreto, por razones de utilidad pública. Respecto a la negociación y pago de servidumbres, se mantienen los mismos mecanismos actuales.

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.

Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, 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 (29/04/19) 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 10.12.19 mediante RE 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 21.12.19 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios son:

- a) **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.
- 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 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.

Ley de estabilización transitoria de precios

La ley 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 a 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 31.12.26, 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 N°287 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 prorratarán 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

Saesa es la principal compañía operativa del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende aproximadamente a 471 mil clientes.

A través de su filial Edelaysen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.

Con fecha 11 de septiembre de 2014, Saesa junto con Alusa Ingeniería Limitada (actual Alumini Ingeniería Limitada) constituyeron Sistema de Transmisión del Norte S.A., "STN", con una participación del 90% y 10% respectivamente. El giro principal de esta nueva filial de Saesa es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía.

Con fecha 15 de octubre de 2015, Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa) con un 99,9% y su filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS) con un 0,1%, constituyeron Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A., "SATT", cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica.

En los últimos 10 años, Saesa, ha presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 4,12% crecimiento anual compuesto en base a 10 años. Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos provenientes de la Licitación 2013-01, Licitación 2013-03, Licitación 2013-03/2do Llamado, Licitación 2015-02 y Licitación 2015-01 que agrupa a 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 24 de junio 2020, Saesa acuerda la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación, a la sociedad Chilquinta Energía S.A.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la junta extraordinaria de accionistas de Saesa acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominó **Saesa 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.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor. Saesa en forma individual realizó inversiones que ascendieron a MM\$48.736 durante el año 2020.

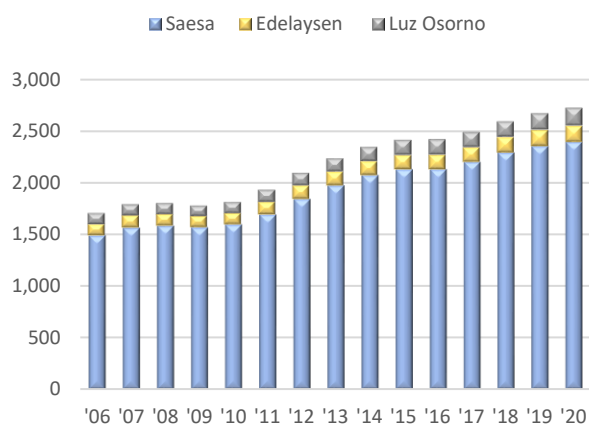
Saesa representa un 46,69% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

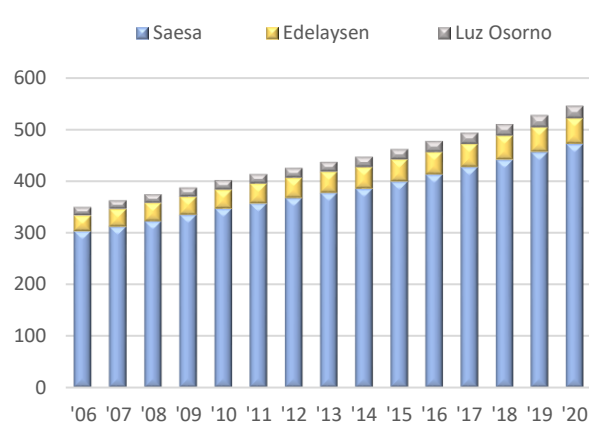
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan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

- VENTAS DE ENERGÍA (en GWh)



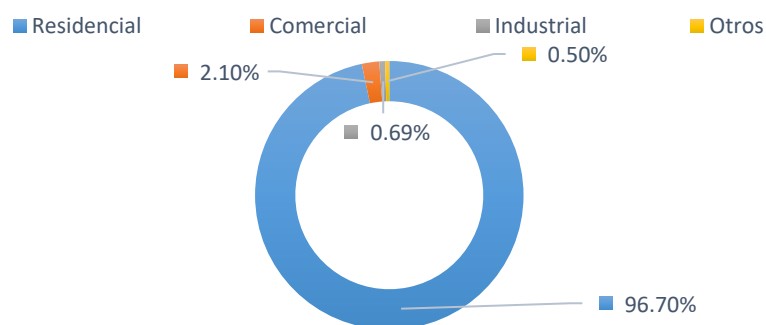
Las ventas de energía durante el 2020, de Saesa y sus Filiales, alcanzaron 2.719 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS (miles)



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio 2020 atendían a 545 mil clientes, lo que representa un aumento de 3,48% respecto al cierre 2019.

- COMPOSICIÓN DE CLIENTES



CONCESIONES

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

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales que se ubiquen dentro de la citada zona, o bien, a 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 son titulares las empresas pertenecientes al Grupo Saesa, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2020, Saesa y sus filiales tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión, conferidas mediante la cantidad de decretos de concesión que se indican:

	SUPERFICIE (km ²)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	15.122	146
EDELAYSEN	620	6
LUZ OSORNO	4.361	12
Total	20.103	164

PROVEEDORES 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 Saesa, ningún cliente concentra por sí solo al menos el 10% total de los ingresos de la compañía.

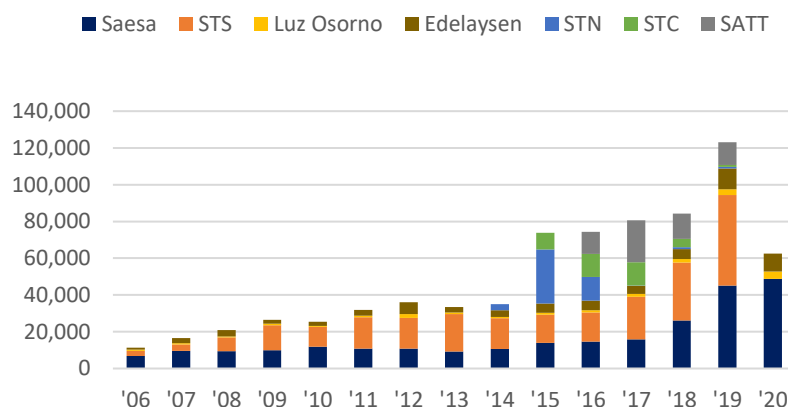
Adicionalmente, en el caso de la comercialización, sus ingresos provienen de un grupo de aproximadamente 220 clientes libres, de los cuales ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 72%

INVERSIONES

Saesa realiza un plan quinquenal de inversiones, el plan contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad.

El monto anual aproximado del plan de inversiones para Saesa y sus filiales (Luz Osorno y Edelayesen) bordea los MM\$ 21.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total de Saesa y sus filiales, del año 2020 fue de aproximadamente \$ 62.550 millones.



**Al cierre del año 2020, las empresas STN, STC, y SATT dejan de ser filiales de Saesa y pasan a formar parte de STA [filial de Inversiones Eléctricas del Sur S.A.], en tanto STS también sale de Saesa para pasar a formar parte de la nueva “Saesa Transmisión S.A.”, lo anterior con motivo del cumplimiento de la ley N°21.194 de Giro Exclusivo.*

PROPIEDADES E INSTALACIONES

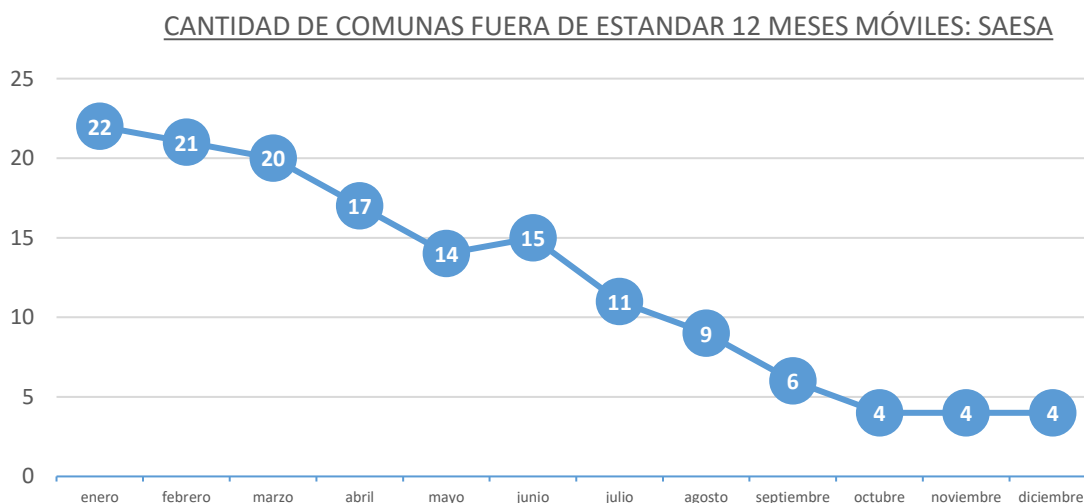
A continuación, se indican las principales propiedades de la sociedad y sus filiales, de las cuales es titular del dominio y no se encuentran bajo leasing financiero u operativo:

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	12.533 Líneas MT (km)
			10.155 Líneas BT (km)
			706 MVA (MT/BT)
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.840 Líneas MT (km)
			812 Líneas BT (km)
			74 MVA (MT/BT)
Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	14,35 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,50 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	4,10 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	6,20 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysén	22,53 MW

CALIDAD DE SERVICIO

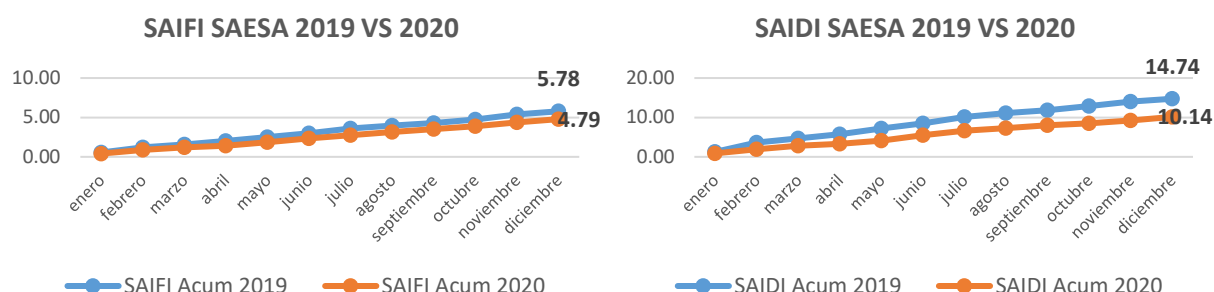
En el año 2020 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Saesa, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2020, Saesa cubre 43 comunas y que suman 469.000 clientes aproximadamente.



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

Disminución de SAIFI, de 5.78 a 4.79, es decir, un 17% de mejora. Disminución de SAIDI, de 14.74 a 10.14, es decir, un 31% de mejora.



INVERSIONES PRODUCTIVAS

La eficiente política de inversiones de Saesa se traduce en una continua expansión de sus instalaciones, para así satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas de la X Región y entregar un servicio cada vez mejor.

Las instalaciones de Saesa y sus filiales (Luz Osorno y Edelayesen) son las siguientes:

	2020
Líneas Alta Tensión (km)	337*
Líneas Media Tensión (km)	18.621
Líneas Baja Tensión (km)	11.996
MVA Instalados (MT/BT)	833

*Las líneas mencionadas en AT (337 km.) corresponden a la filial Edelayesen, y se trata de líneas de 23 kV. (MT) con alimentadores a 33 kV por lo tanto quedan clasificadas como AT.

SISTEMAS AISLADOS

Las empresas del Grupo han desarrollado proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

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

	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	Ayacara	638	613
	Isla Tac	76	110
	Isla Quehui	199	213
	Isla Caguach	65	141
	Isla Meulín	130	111
	Isla Quenac	98	63
	Isla Llingua	73	120
	Isla Alao	67	139
	Isla Chaulinec	93	89
	Isla Apiao	114	124
	Isla Laitec	115	75
	Isla Cailin 1	87	127
	Isla Cailin 2		
	Isla Coldita	31	49
EDELAYSEN	Cisnes	3.824	1.357
	Huichas	895	512
	Villa O'Higgins	1.035	344
	Amengual- La Tapera	529	302
	TOTAL	8.070	4.489

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 tarifado, 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 01.01.2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 01.01.2022.

Adicionalmente, con fecha 02-11-2019, 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 31-12-2020. 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 31-12-2026, 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

Los flujos de la Sociedad y sus filiales, que son generados principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo. La administración de los riesgos financieros de la Sociedad y sus filiales se realiza de modo de mantener un equilibrio entre los flujos operacionales y los pasivos financieros.

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 distribuable 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 distribuable por el ejercicio 2020 asciende a M\$140.220.651.-

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°10	25-05-2018	0,00235767	2017
Final N°11	24-05-2019	0,00256381	2018
Final N° 12	30-05-2020	0,00455838	2019

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El directorio propone distribuir las utilidades de la siguiente forma:

	M\$
De utilidad líquida distribuable Ejercicio 2020 A pagar dividendo final N°13	144.220.651
Utilidad a distribuir	144.220.651

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo final N.º 13 de \$0,005605230100 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020. Este dividendo representa un 35% de la utilidad y significa un pago total de M\$50.477.227.

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2020 ascendía a M\$ 219.326.076 distribuido en 9.005.380.049.737 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2020 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	219.326.076
Ganancias acumuladas	51.539.177
Otras reservas	6.667.069
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	277.532.322

	M\$
Patrimonio atribuible propietarios de la controladora	277.532.322
Dividendo a pagar	-144.220.651
Dividendo provisorio	43.266.195
Deducción Patrimonial	-100.954.456
Patrimonio después del reparto	176.577.866

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

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

Los Directores señores 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:

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO (M\$)

	2020	2019
Jorge Lesser García-Huidobro	31.519	29.952
Ivan Díaz Molina	31.519	29.952
TOTAL	63.038	59.904

**Año 2020 considera remuneraciones pagadas por Saesa y filiales (Luz Osorno y Edelayesen), año 2019 incluía todas las anteriores más STS.*

Durante el año 2020:

- La Sociedad y sus filiales no han realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.
- No existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.
- Los directores no poseen porcentajes de participación en la propiedad de la Sociedad matriz y sus filiales.

EJECUTIVOS PRINCIPALES

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

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

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la Sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2020:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

MM\$	AÑO 2020			AÑO 2019
	SAESA	EDELAYSEN	TOTAL	TOTAL
REMUNERACIONES FIJAS	3.897	70	3.967	3.851
INCENTIVOS VARIABLES	1.762	31	1.793	1.779
Total	5.659	101	5.760	5.630

En el año 2020 no existieron pagos asociados a indemnizaciones por años de servicio percibidas por gerentes o principales ejecutivos de la sociedad.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	SAESA	EDELAYSEN	LUZ OSORNO	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	39	1	-	40
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	508	49	34	591
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	137	47	6	190
TOTAL	684	97	40	821

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

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

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

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

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

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

HECHOS RELEVANTES

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 y sus filiales 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 y sus filiales.

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 Sociedad Austral de Electricidad S.A.(Saesa), aprobó el pago de un dividendo final de \$0,004858381 por acción para Saesa, 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 9.005.380.049.737 para Saesa, lo que significa un pago total de M\$43.751.567.-

- 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 24 de junio 2020 Saesa acordó la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (en adelante, conjuntamente denominadas "Sociedades Eletrans"), en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación (en adelante, las "Acciones SAESA") a la sociedad Chilquinta Energía S.A. (en adelante "Chilquinta"), titular del 50% de participación restante.

Para estos efectos, Saesa había suscrito con fecha 13 de octubre de 2019 un documento privado en idioma inglés denominado Purchase and Sale Agreement, a través del cual se regularon los términos y condiciones bajo los cuales se materializaría la compraventa de las Acciones SAESA (en adelante, la “Compraventa de Acciones SAESA”).

La Compraventa de Acciones SAESA quedó sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones copulativas, entre las cuales se encontraban ciertas autorizaciones de entidades gubernamentales, de acreedores y la efectiva materialización de la venta del grupo empresarial al que pertenece Chilquinta por parte de Sempra Energy International Holdings N.V. a la compañía china State Grid International Development Limited.

Habiéndose cumplido las condiciones para el cierre de la Compraventa de las Acciones SAESA, con esta misma fecha se ha efectuado el cierre de dicha transacción, en cuya virtud Chilquinta ha adquirido la totalidad de la participación accionaria de la filial Saesa en las Sociedades Eletrans a un precio de USD\$187.478.642,74, junto con adquirir la totalidad de los créditos otorgados por parte de nuestra matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada a Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. por un monto de USD\$62.516.890,07, lo que equivale a una suma total de US\$249.995.532,81.

Lo anterior, considerando el valor neto de las participaciones en las Sociedades Eletrans, significó para Saesa reconocer una utilidad aproximada antes de impuesto de USD\$178.500.000.

- 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 prorratarán 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 Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), 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 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.

- Con fecha 21 de diciembre de 2020, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Saesa acordó:
La división de Saesa en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominará Saesa Transmisión S.A. (en adelante “Saesa Transmisión”), la que tendrá efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020.
Aprobar la disminución de capital de Saesa en la cantidad de \$66.696.758.332 y aprobar la forma en que se distribuirán las cuentas de patrimonio de Saesa, entre ésta y Saesa Transmisión con motivo de la División.
Aprobar la modificación a los estatutos de la Sociedad y las otras materias que se indicaron en el aviso de citación a junta de accionistas.

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.

EMPRESAS FILIALES

Edelaysen

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$37.005.894

Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 93,24% (Indirecta)

Edelaysen es una sociedad que desarrolla actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en la provincia de Palena, Región de Los Lagos, y en la Región de Aysén, a través de cuatro sistemas aislados: Cisnes, Huichas, Villa O'Higgins y Amengual-La Taperia; y tres sistemas medianos: Aysén, Palena y General Carrera.

Esencialmente, Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

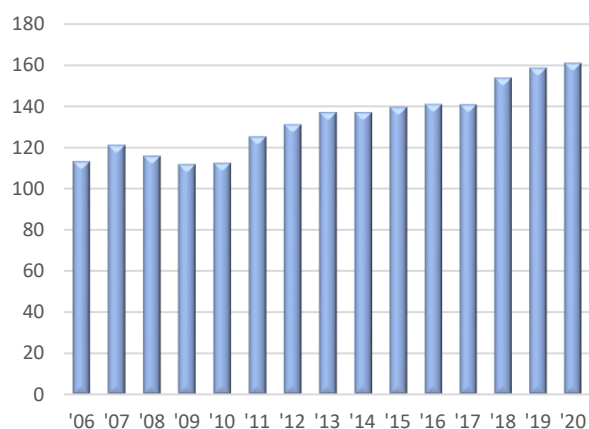
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$9.814 durante el año 2020.

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

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

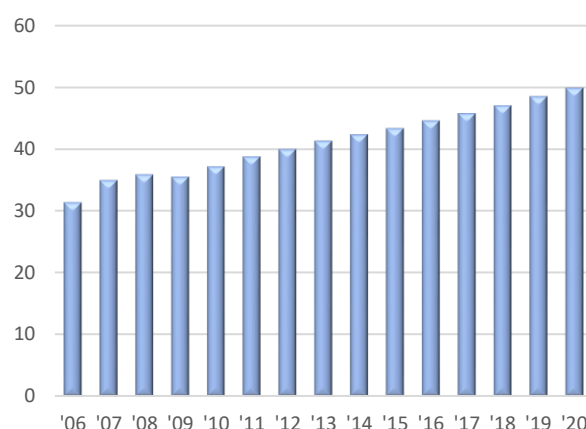
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



Las ventas de energía durante el 2020 alcanzaron los 161 GWh.

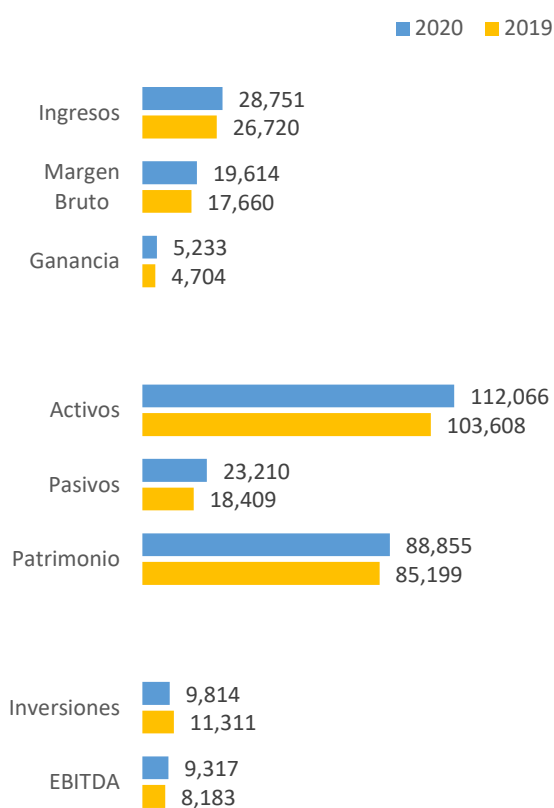
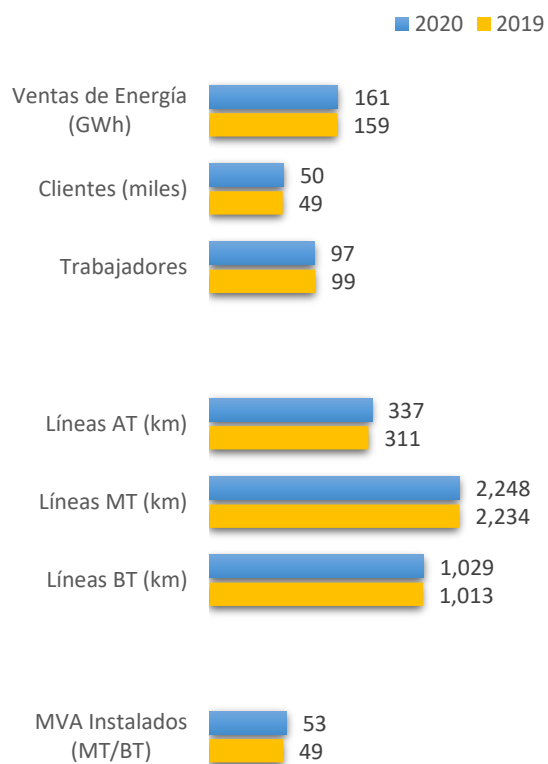
• CLIENTES ATENDIDOS en miles



Edelaysen al cierre del ejercicio 2020 atendía a 50 mil clientes.

• CAPACIDAD DE CENTRALES

	MW	Cantidad Centrales
Eólica	1,80	1
Hidroeléctrica	22,24	7
Diésel	33,64	19
Total	57,67	27

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)

ANTECEDENTES OPERACIONALES


Luz Osorno

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada

Capital Suscrito y Pagado: M\$ 10.557.505

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

Luz Osorno tiene por objeto la distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.

Actualmente el suministro está respaldado por contratos 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.

Durante el ejercicio 2020 se efectuaron inversiones por MM\$4.000., principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

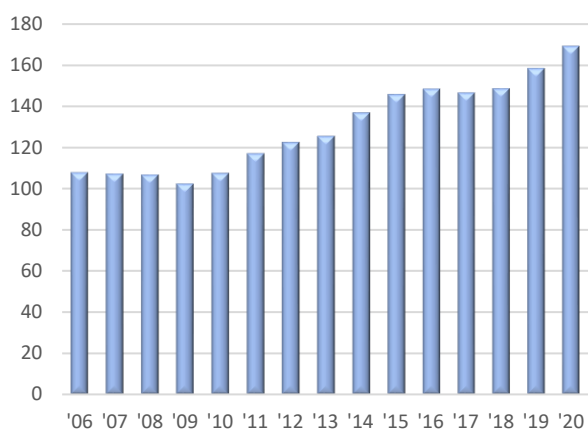
Luz Osorno representa un 2,12% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

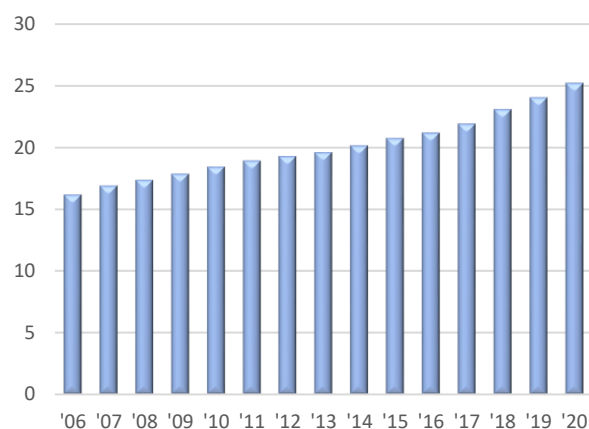
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



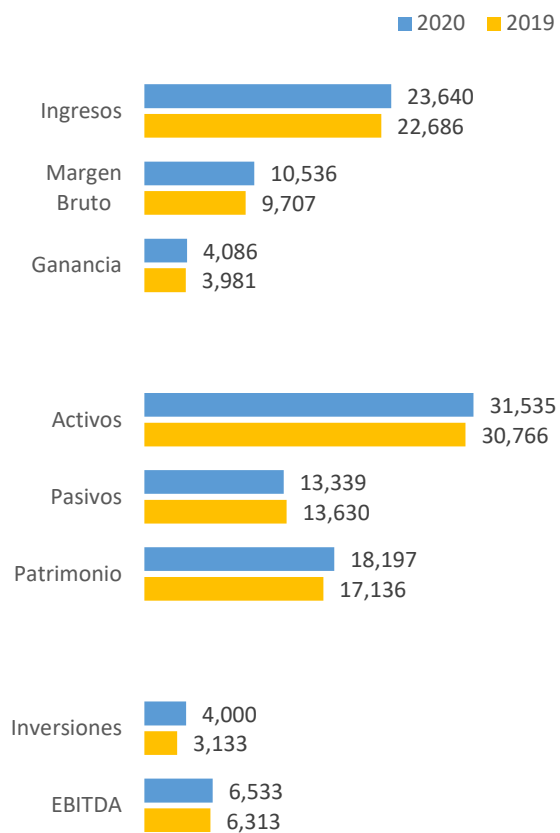
Las ventas de energía durante el 2020 alcanzaron los 169 GWh.

• CLIENTES ATENDIDOS en miles

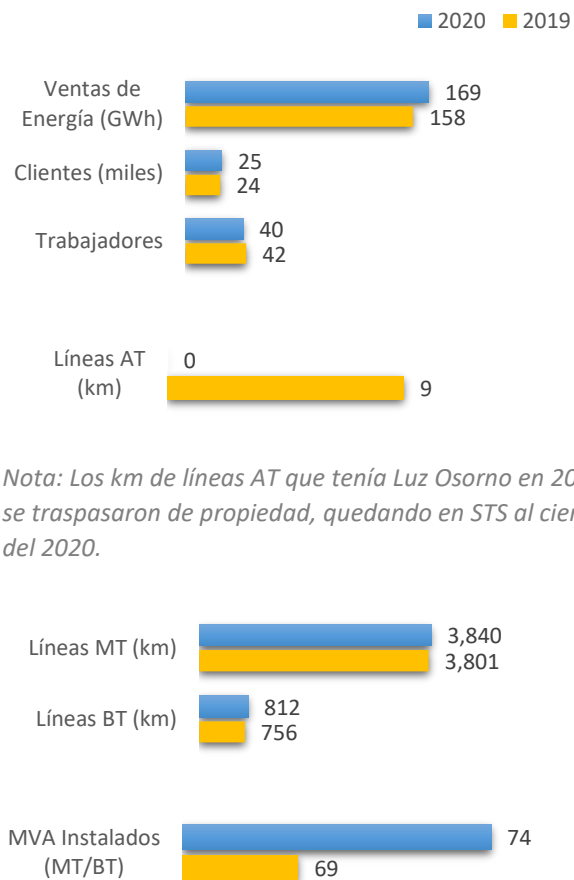


Luz Osorno al cierre del ejercicio 2020 atendía aproximadamente a 25 mil clientes.

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES



Nota: Los km de líneas AT que tenía Luz Osorno en 2019, se traspasaron de propiedad, quedando en STS al cierre del 2020.

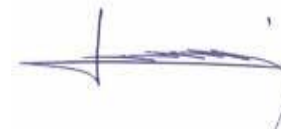
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

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



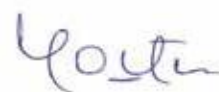
Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

DIRECTOR TITULAR



Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

DIRECTOR TITULAR



Stacey Purcell / Extranjera

DIRECTOR TITULAR



Christopher Powell / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Ashley Munroe / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.

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

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales (en adelante “la Sociedad”) que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo 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 consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con 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 consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la 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 consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 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 otros asuntos

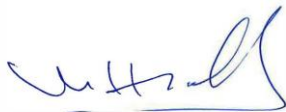
Cambio de controlador directo – Como se indica en nota 8 a los estados financieros consolidados, con fecha 1 de junio de 2020, la matriz indirecta Inversiones Grupo Saesa Limitada vendió, cedió y transfirió el 0,002896% de los derechos sociales que mantenía en la sociedad Inversiones Los Ríos Limitada (en adelante Los Ríos) 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 Ríos, 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 controlador directo de la Sociedad con un 99,9160% de participación.

Venta de participación en Negocios Conjuntos – Como se indica en Nota 37 a los estados financieros consolidados, con fecha 24 de junio del 2020, la Sociedad enajenó la totalidad de sus acciones en los negocios conjuntos Eletrans, Eletrans II y Eletrans III, en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación accionaria, a la sociedad Chilquinta Energía S.A. Así mismo, la Sociedad vendió 50% de su participación indirecta en STC por medio de la filial STS a la sociedad relacionada STA.

División de la Sociedad – Tal como se indica en Nota 1a.1), 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, siendo la Sociedad la continuadora legal, manteniendo misma razón social, que se mantendrá con el desarrollo del giro principal, a saber, la distribución eléctrica y una nueva sociedad, denominada “Saesa Transmisión S.A.”. A esta última le fueron asignadas producto de la división activos y pasivos relacionados con el negocio de transmisión eléctrica y la participación en la filial Sociedad de Transmisión del Sur S.A., 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



María Ester Pinto U.
RUT: 10.269.053-2
Socia

Estados Financieros Clasificados Consolidados

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

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

En miles de pesos chilenos – M\$

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2020 y 2019
(En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	38.860.098	27.656.891
Otros activos no financieros corrientes		589.053	584.724
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	7	96.698.592	97.771.728
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	4.852.730	3.220.442
Inventarios corrientes	9	24.961.290	20.865.219
Activos por Impuestos corrientes, corrientes	10	3.608.192	6.160.919
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.		169.569.955	156.259.923
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	15	-	65.490.653
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		169.569.955	221.750.576
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos no financieros, no corrientes		1.566	1.566
Cuentas por cobrar no corrientes	7	3.769.860	7.679.983
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	15.491.149	14.340.781
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	37	-	8.908.504
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	3.400.703	38.994.314
Plusvalía	12	108.306.883	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	13	346.058.700	541.318.334
Activos por derechos de uso	14	1.350.253	610.845
Activos por impuestos diferidos	16	5.715.934	8.660.330
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		484.095.048	794.930.663
TOTAL ACTIVOS		653.665.003	1.016.681.239

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2020 y 2019
(En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	17	1.196.807	1.827.616
Pasivos por arrendamientos, Corrientes	14	420.520	308.370
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	60.842.258	85.372.404
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	45.929.260	15.622.497
Otras provisiones corrientes	20	3.207.680	3.459.594
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	28.863.318	7.001.773
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	6.233.706	6.992.512
Otros pasivos no financieros corrientes	21	34.238.885	37.378.285
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		180.932.434	157.963.051
Pasivos incluidos en grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	15	-	38.993.543
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		180.932.434	196.956.594
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos, No Corrientes	14	956.906	341.534
Otros pasivos financieros no corrientes	17	157.750.562	268.383.622
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	364.000	39.777.985
Pasivo por impuestos diferidos	16	20.327.349	44.364.214
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	9.707.671	9.695.094
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	65.722	10.723.265
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		189.172.210	373.285.714
TOTAL PASIVOS		370.104.644	570.242.308
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital emitido	22	219.326.076	286.022.834
Ganancias acumuladas	22	51.539.177	115.811.057
Otras reservas	22	6.667.069	25.148.267
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		277.532.322	426.982.158
Participaciones no controladoras	22	6.028.037	19.456.773
TOTAL PATRIMONIO		283.560.359	446.438.931
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		653.665.003	1.016.681.239

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales, por Naturaleza
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado Resultados Integrales	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$
Ganancia			
Ingresos de actividades ordinarias	23	297.317.771	267.832.761
Otros ingresos	23	42.352.321	46.047.436
Materias primas y consumibles utilizados	24	(208.446.947)	(191.607.872)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(20.661.922)	(19.948.513)
Gasto por depreciación y amortización	26	(15.363.173)	(14.494.389)
Otros gastos, por naturaleza	28	(52.153.764)	(45.988.026)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro			
(Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	27	(5.434.427)	(1.707.825)
Otras ganancias (pérdidas)	30	147.717.236	283.218
Ingresos financieros	29	772.381	1.085.038
Costos financieros	29	(5.738.573)	(6.604.630)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	37	604.351	1.470.859
Diferencias de cambio	29	(2.494.643)	2.726.308
Resultados por unidades de reajuste	29	(3.504.098)	(4.397.516)
Ganancia antes de impuestos		174.966.513	34.696.849
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	16	(45.093.680)	(9.425.737)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		129.872.833	25.271.112
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	15	14.706.007	18.972.699
Ganancia		144.578.840	44.243.811
Ganancia, atribuible a			
Los propietarios de la controladora		144.220.651	43.751.567
Participaciones no controladoras	22	358.189	492.244
GANANCIA		144.578.840	44.243.811

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado del Resultado Integral	Nota	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$
Ganancia		144.578.840	44.243.811
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	20	(415.459)	(1.497.271)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos		(415.459)	(1.497.271)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Pérdidas (ganancias) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		-	1.723.754
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		-	1.723.754
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(349)	349
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(349)	349
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		(2.245.788)	228.117
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		(2.245.788)	228.117
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	16	112.174	404.263
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		112.174	404.263
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de otro resultado integral (corriente)	16	94	(94)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del año		94	(94)
Otro Resultado Integral		(2.549.328)	859.118
Resultado Integral Total		142.029.512	45.102.929
Resultado integral atribuible a			
Propietarios de la Controladora		142.120.655	41.217.877
Participaciones No Controladoras		(91.143)	3.885.052
Resultado Integral Total		142.029.512	45.102.929

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas									
				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 01/01/2020	286.022.834	-	-	-	2.245.789	254	(2.055.671)	24.957.895	25.148.267	115.811.057	426.982.158	19.456.773	446.438.931
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al 01/01/2020 con aplicación de nuevas normas	286.022.834	-	-	-	2.245.789	254	(2.055.671)	24.957.895	25.148.267	115.811.057	426.982.158	19.456.773	446.438.931
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	144.220.651	144.220.651	358.189	144.578.840
Otro resultado integral	-	-	-	-	(2.245.789)	(254)	146.047	-	(2.099.996)	-	(2.099.996)	(449.332)	(2.549.328)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	142.120.655	(91.143)	142.029.512
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(74.571.609)	(74.571.609)	-	(74.571.609)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(66.696.758)	-	-	-	-	-	-	(16.381.202)	(16.381.202)	(133.920.922)	(216.998.882)	(13.337.593)	(230.336.475)
Total de cambios en patrimonio	(66.696.758)	-	-	-	(2.245.789)	(254)	146.047	(16.381.202)	(18.481.198)	(64.271.880)	(149.449.836)	(13.428.736)	(162.878.572)
Saldo Final al 31/12/2020	219.326.076	-	-	-	-	-	(1.909.624)	8.576.693	6.667.069	51.539.177	277.532.322	6.028.037	283.560.359

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas									
				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	304.501.634	-	-	-	3.686.087	-	(962.025)	24.957.895	27.681.957	101.048.428	433.232.019	18.302.714	451.534.733
Ajustes de Periodos Anteriores													
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al 01/01/2020 con aplicación de nuevas normas	304.501.634	-	-	-	3.686.087	-	(962.025)	24.957.895	27.681.957	101.048.428	433.232.019	18.302.714	451.534.733
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.751.567	43.751.567	492.244	44.243.811
Otro resultado integral	-	-	-	-	(1.440.298)	254	(1.093.646)	-	(2.533.690)	-	(2.533.690)	3.392.808	859.118
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.217.877	3.885.052	45.102.929
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.990.206)	(23.990.206)	-	(23.990.206)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(18.478.800)	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.998.732)	(23.477.532)	(2.730.993)	(26.208.525)
Total de cambios en patrimonio	(18.478.800)	-	-	-	(1.440.298)	254	(1.093.646)	-	(2.533.690)	14.762.629	(6.249.861)	1.154.059	(5.095.802)
Saldo Final al 31/12/2019	286.022.834	-	-	-	2.245.789	254	(2.055.671)	24.957.895	25.148.267	115.811.057	426.982.158	19.456.773	446.438.931

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujo de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

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		416.879.113	482.593.499
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		416.457.303	478.519.518
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		4.062	21.133
Otros cobros por actividades de operación		417.748	4.052.848
Clases de pagos		(366.543.915)	(364.450.554)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(341.388.013)	(337.174.389)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(23.311.730)	(24.112.714)
Otros pagos por actividades de operación		(1.844.172)	(3.163.451)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(11.445.615)	(8.792.563)
Otras entradas (salidas) de efectivo		16.080	(8.598.004)
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		38.905.663	100.752.378
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		167.949.104	-
Préstamos a entidades relacionadas		(78.262.672)	(545.196)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		60.000	412.597
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(107.300.572)	(131.414.991)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(117.130.177)	(2.023.364)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		116.476.437	1.889.467
Cobros a entidades relacionadas		82.131.590	6.239.197
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		47.147	-
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		757.726	884.055
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de inversión		-	19.482.531
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión		64.728.583	(105.075.704)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		100.000.000	132.924.110
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		-	112.869.673
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		100.000.000	20.054.437
Préstamos de entidades relacionadas		115.796.464	100.314.984
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación		(100.000.000)	(82.687.853)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros, clasificados como actividades de financiación		(458.068)	(290.210)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(152.507.930)	(96.069.711)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(43.932.190)	(23.293.537)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación		(9.597.897)	(13.121.286)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de financiación		-	2.958.570
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación		(90.699.621)	20.735.067
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		12.934.625	16.411.741
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.213.849)	92.554
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.213.849)	92.554
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		11.720.776	16.504.295
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		27.656.891	11.154.706
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	39.377.667	27.659.001

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	11
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas.....	14
2.1	Principios contables.....	14
2.2	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.3	Período cubierto.....	15
2.4	Bases de preparación	15
2.5	Bases de consolidación.....	15
2.6	Combinación de negocios.....	18
2.7	Moneda funcional	18
2.8	Bases de conversión	19
2.9	Compensación de saldos y transacciones.....	19
2.10	Propiedades, planta y equipo	19
2.11	Activos intangibles.....	21
2.11.1	Plusvalía comprada	21
2.11.2	Servidumbres	21
2.11.3	Programas informáticos	21
2.11.4	Costos de investigación y desarrollo	22
2.12	Deterioro de los activos no financieros	22
2.13	Arrendamientos.....	24
2.14	Instrumentos financieros.....	25
2.14.1	Clasificación y medición inicial de los activos financieros	25
2.14.2	Medición posterior de los activos financieros.....	26
2.14.3	Deterioro de activos financieros no derivados.....	26
2.14.4	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	26
2.14.5	Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros.....	27
2.14.6	Derivados y operaciones de cobertura	28
2.14.7	Instrumentos de patrimonio	30
2.15	Inventarios.....	30
2.16	Activos no corrientes disponibles para la venta	30
2.17	Otros pasivos no financieros	31
2.17.1	Ingresos diferidos.....	31
2.17.2	Subvenciones estatales	31
2.17.3	Obras en construcción para terceros	31
2.18	Provisiones	31
2.19	Beneficios a los empleados	32
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	32
2.21	Impuesto a las ganancias.....	32
2.22	Reconocimiento de ingresos y costos.....	33
2.23	Dividendos.....	35
2.24	Estado de flujos de efectivo.....	35
2.25	Reclasificaciones.....	35
2.26	Nuevos pronunciamientos contables	35
3	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	37
3.1	Generación eléctrica.....	37
3.2	Transmisión	38
3.3	Distribución	38
3.4	Marco regulatorio.....	39
3.4.1	Aspectos generales	39
3.4.2	Ley Tokman	39
3.4.3	Ley Net Metering	40
3.4.4	Ley de Concesiones	40
3.4.5	Ley de Licitación de ERNC.....	40
3.4.6	Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	40

3.4.7	Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.....	40
3.4.8	Ley de Transmisión.....	40
3.4.9	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local.....	41
3.4.10	Norma Técnica de Distribución.....	41
3.4.11	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica.....	41
3.4.12	Ley de Generación Residencial.....	42
3.4.13	Ley de estabilización transitoria de precios.....	42
3.4.14	Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo.....	42
3.4.15	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19.....	42
3.4.16	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores.....	43
4	Política de Gestión de Riesgos.....	43
4.1	Riesgo financiero.....	43
4.1.1	Tipo de cambio.....	43
4.1.2	Variación UF.....	44
4.1.3	Tasa de interés.....	45
4.1.4	Riesgo de liquidez.....	45
4.1.5	Riesgo de crédito.....	46
4.1.6	Riesgo COVID-19.....	47
5	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.....	48
6	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	50
7	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.....	51
8	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	56
8.1	Accionistas.....	56
8.2	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	56
8.3	Directorio y personal clave de la gerencia.....	58
9	Inventarios.....	59
10	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes.....	60
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía.....	61
12	Plusvalía Comprada.....	62
13	Propiedades, Planta y Equipo.....	63
14	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	64
15	Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.....	66
16	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos.....	68
16.1	Impuesto a la Renta.....	68
16.2	Impuestos diferidos.....	69
17	Otros Pasivos Financieros Corrientes y no Corrientes.....	70
18	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	72
19	Instrumentos Financieros.....	74
19.1	Instrumentos financieros por categoría.....	74
19.2	Valor Justo de instrumentos financieros.....	74
20	Provisiones.....	75
20.1	Provisiones corrientes.....	75
20.1.1	Otras Provisiones corrientes.....	75
20.1.2	Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados.....	76
20.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	77
20.3	Juicios y multas.....	80
20.3.1	Juicios.....	80
20.3.2	Multas.....	81
21	Otros Pasivos no Financieros.....	81
22	Patrimonio.....	82
22.1	Patrimonio Neto de la Sociedad.....	82
22.1.1	Capital suscrito y pagado.....	82
22.1.2	Dividendos.....	82
22.1.3	Otras reservas.....	83
22.1.4	Diferencias de conversión.....	84
22.1.5	Ganancias Acumuladas.....	85
22.2	Gestión de capital.....	85

22.3	Restricciones a la disposición de fondos	85
22.4	Participaciones no controladoras	85
23	Ingresos.....	86
24	Materias Primas y Consumibles Utilizados	87
25	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	88
26	Gasto por Depreciación, Amortización	88
27	Ganancia (Pérdida) por deterioro	88
28	Otros Gastos por Naturaleza.....	89
29	Resultado Financiero	89
30	Otras ganancias (pérdidas)	90
31	Información por Segmento	90
32	Medio Ambiente	94
33	Garantías Comprometidas con Terceros	95
34	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	95
35	Compromisos y Restricciones	96
36	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	99
37	Inversiones contabilizadas usando el método de la participación.....	99
38	Información Adicional Sobre Deuda Financiera.....	102
39	Moneda Extranjera	103
40	Sanciones	103
41	Hechos Posteriores	103

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES**Notas a los Estados Financieros Consolidados**

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019

(En miles de pesos chilenos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio**a) Información General**

Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante la “Sociedad” o “SAESA” se constituyó bajo el nombre “Inversiones Los Lagos II Limitada” (“Los Lagos II”) producto de la división de la sociedad Inversiones Los Lagos Limitada en cuatro sociedades de responsabilidad limitada, una de las cuales subsistió con el mismo nombre y tres nuevas sociedades que nacieron a raíz de dicha división, que se denominaron Inversiones Los Lagos II Limitada, Inversiones Los Lagos III Limitada e Inversiones Los Lagos IV Limitada. A Los Lagos II se le asignaron en dicha división las acciones que Inversiones Los Lagos Limitada mantenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. Dicha división se efectuó mediante escritura pública de fecha 5 de agosto de 2009. Mediante escritura pública de fecha 15 de diciembre de 2009, los Socios de Los Lagos II acordaron su transformación en sociedad anónima, pasando a denominarse “Inversiones Los Lagos II S.A.”

Mediante escritura pública de fecha 31 de mayo de 2011 y de conformidad a lo acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo de 2011, se produjo la fusión por absorción de Sociedad Austral de Electricidad S.A. RUT N°96.956.660-5 (en adelante, “Antigua Saesa”) en Los Lagos II, adquiriendo esta última, como continuadora, todos los activos y pasivos de Antigua Saesa, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones. Inversiones Los Lagos II S.A. pasó a denominarse, a partir de la fecha de materialización de la fusión, “Sociedad Austral de Electricidad S.A.”

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

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.072, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Las sociedades filiales inscritas en el Registro de Entidades Informantes son Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aisén S.A. y Edelayesen, inscrita con el número 28.

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 20, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

a.1) División Saesa – Saesa 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 Saesa como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominará Saesa Transmisión S.A., en adelante “Saesa Transmisión”, la que operará los activos de transmisión, dentro del traspaso de activos que salen de la Sociedad se incluye la participación en la filial directa Sistema de Transmisión del Sur S.A. cuyo giro principal es el 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\$	31/12/2020 M\$	31/12/2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo		-	517.569	517.569
Otros activos no financieros corrientes		-	733.315	733.315
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes		3.069.526	12.512.070	15.581.596
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		-	368.006	368.006
Inventarios corrientes		-	2.878.457	2.878.457
Activos por impuestos corrientes, corrientes		-	4.325.907	4.325.907
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.		3.069.526	21.335.324	24.404.850
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		3.069.526	21.335.324	24.404.850
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas por cobrar no corrientes		-	394.924	394.924
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	2.395.073	2.395.073
Activos intangibles distintos de la plusvalía		17.749.766	17.349.899	35.099.665
Plusvalía		66.109.123	-	66.109.123
Propiedades, planta y equipo		3.986.768	272.973.826	276.960.594
Activos por impuestos diferidos		-	3.487.773	3.487.773
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		87.845.657	296.601.495	384.447.152
TOTAL ACTIVOS		90.915.183	317.936.819	408.852.002

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Nota	31/12/2020 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros, corrientes		-	679.897	679.897
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		27.292	10.227.333	10.254.625
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes		(4.271.369)	8.912.925	4.641.556
Otras provisiones corrientes		-	451.704	451.704
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes		9.737.318	16.379	9.753.697
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados		-	1.147.099	1.147.099
Otros pasivos no financieros corrientes		-	728.201	728.201
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		5.493.241	22.163.538	27.656.779
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		5.493.241	22.163.538	27.656.779
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros no corrientes		-	117.546.212	117.546.212
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		-	7.511.435	7.511.435
Pasivo por impuestos diferidos		850.621	27.822.446	28.673.067
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados		-	1.823.638	1.823.638
Otros pasivos no financieros no corrientes		-	8.188.208	8.188.208
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		850.621	162.891.939	163.742.560
TOTAL PASIVOS		6.343.863	185.055.477	191.399.340
PATRIMONIO				
Capital emitido		34.561.275	32.135.483	66.696.758
Ganancias acumuladas		33.097.974	100.822.948	133.920.922
Otras reservas		16.095.492	(77.089)	16.018.403
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		83.754.742	132.881.342	216.636.083
Participaciones no controladoras				816.580
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		83.754.742	132.881.342	217.452.663
TOTAL PATRIMONIO		83.754.742	132.881.342	217.452.663
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		90.098.604	317.936.819	408.852.002

a.2) División Saesa – Sociedad de Transmisión Austral S.A. (31 de diciembre 2019)

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 18 de diciembre de 2019, se acordó la división de SAESA en dos sociedades, una de ellas la continuadora legal, que mantuvo la misma razón social, que se mantendrá con el desarrollo del giro principal, a saber, la distribución eléctrica y una nueva sociedad, denominada “Sociedad de Transmisión Austral S.A.”, en adelante “STA”. A esta última le fueron asignadas producto de la división las acciones que mantenía SAESA en STN, SATT y SGA. La división tuvo efecto a partir del 31 de diciembre de 2019. La división tiene por objetivo, efectuar determinadas separaciones del segmento de distribución eléctrica, lo que se

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

Los saldos traspasados a STA al 31 de diciembre de 2019, son los siguientes:

ACTIVOS	Nota	31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Activos Corrientes en Operación		
Efectivo y equivalentes al efectivo		32.112
Otros activos financieros corrientes		350.683
Otros activos no financieros corrientes		118.108
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes		11.181.022
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		3.873.729
Activos por Impuestos corrientes, corrientes		4.782.817
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.		20.338.471
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		20.338.471
ACTIVOS NO CORRIENTE		
Cuentas por cobrar no corrientes		1.532.604
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente		2.506.000
Propiedades, planta y equipo	13	112.049.599
Activos por impuestos diferidos		6.661.955
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		122.750.158
TOTAL ACTIVOS		143.088.629
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
PASIVOS CORRIENTES		
Pasivos Corrientes en Operación		
Otros pasivos financieros corrientes		10.003.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		12.209.287
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes		5.740.836
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes		392.231
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados		262.091
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		28.608.037
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		28.608.037
PASIVOS NO CORRIENTES		
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente		75.356.522
Pasivo por impuestos diferidos		8.640.053
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	148.654
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		84.145.229
TOTAL PASIVOS		112.753.266
PATRIMONIO		
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora		
Capital emitido		18.478.800
Ganancias acumuladas		4.129.641
Otras reservas	22.1.3	5.418.446
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		28.026.887
Participaciones no controladoras		2.308.476
TOTAL PATRIMONIO		30.335.363
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		143.088.629

(*) Las Ganancias acumuladas se componen de la siguiente manera:

	Ganancia acumulada M\$
Efecto división Saesa / STA	4.998.732
Provisión dividendo mínimo	(597.984)
Provisión Impuesto renta	(271.107)
Saldo final al 31/12/2019	4.129.641

b) Información del Negocio

SAESA y su filial Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). La filial Edelayesen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

Al 31 de diciembre de 2019 la participación en la filial indirecta STC fue presentada en una sola línea como operación descontinuada debido al plan de reestructuración llevado a cabo por la Sociedad, el que se materializa el 01 de Junio 2020, cuando la filial directa STS celebró un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual vendió, cedió y transfirió a STA 50.000 acciones emitidas por STC, lo que corresponde a un 50% del capital emitido por dicha sociedad, manteniendo 100 acciones en su poder, que corresponden a un 0,1%. El precio de la compraventa de acciones ascendió a la suma de USD 17.997.000 (Ver nota 36).

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.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

Los presentes Estados Financieros Consolidados, se presentan en miles de pesos chilenos y han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus filiales. Los principios y criterios son aplicados uniformemente por todas las filiales.

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados 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 Consolidados 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 Consolidados es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

La preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados, requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8,

de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes Estados Financieros Consolidados futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

2.3 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Saesa y filiales al 31 de diciembre de 2020 y 2019.
- Los Estados Consolidados 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 Consolidados 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 Consolidados de la Sociedad y sus filiales han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, excepto en el caso de los instrumentos financieros, registrados a valor razonable.

2.5 Bases de consolidación

Los Estados Financieros Consolidados incorporan los estados financieros de la Sociedad y de las entidades controladas por la Sociedad (sus filiales). El control se logra cuando la Sociedad tiene:

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

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

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

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

La consolidación de una filial comenzará desde la fecha en que el inversor obtenga el control de la participada y cesará cuando pierda el control sobre ésta. Específicamente, los ingresos y gastos de una filial adquirida o vendida durante el año se incluyen en los Estados Consolidados de Resultados Integrales desde la fecha en que la Sociedad obtiene el control hasta la fecha en que la Sociedad deja de controlar la filial.

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

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

Todos los activos y pasivos, patrimonio, ingresos, gastos y flujos de efectivo relacionados con transacciones entre las entidades del grupo, son eliminados en la consolidación.

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

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACION 31/12/2020		
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CLP	93,2373%	0,0000%	93,2373%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA DE OSORNO S.A.	CLP	99,8954%	0,0000%	99,8954%

PAIS	RUT	NOMBRE SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL	PORCENTAJE DE PARTICIPACION 31/12/2019		
				DIRECTO	INDIRECTO	TOTAL
CHILE	77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CLP	99,4560%	0,0000%	99,4560%
CHILE	88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CLP	93,2373%	0,0000%	93,2373%
CHILE	96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA DE OSORNO S.A.	CLP	99,8954%	0,0000%	99,8954%

(*) Variaciones del perímetro de consolidación:

- Con fecha 31 de diciembre de 2020, producto de la división de la Sociedad mencionada en la nota 1, los activos asociados al negocio de transmisión y la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., dejarán de formar parte de la consolidación de la Sociedad.
- Con fecha 01 de junio 2020, la filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. vende a Sociedad de Transmisión Austral S.A. el 50% de su participación que poseía en Sistema de Transmisión del Centro S.A., quedando solo un 0,1% de propiedad en STC.

Considerando que la mencionada venta formó parte del proceso de reestructuración llevado a cabo por el Grupo Saesa, es que al 31 de diciembre de 2019 se reclasificó la inversión como activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o a disposición de los Accionistas. (Ver nota 15).

- Con fecha 31 de diciembre 2019, producto de la división de la Sociedad mencionada en la Nota 1, las filiales Sistema de Transmisión del Norte S.A., Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. y Sociedad Generadora Austral S.A., dejaron de formar parte de la consolidación de la Sociedad.

Participaciones no controladoras - Una controladora presentará las participaciones no controladoras en el Estado Consolidado de Situación Financiera, dentro del patrimonio, de forma separada del patrimonio de los propietarios de la controladora.

Los cambios en la participación de la Sociedad en la propiedad de una subsidiaria que no resultan en la pérdida de control sobre las filiales se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los importes en libros de la participación de la Sociedad y las participaciones controladoras son ajustados para reflejar el cambio

en sus participaciones relativas en las filiales. Cualquier diferencia entre el importe por el cual las participaciones no controladoras son ajustadas y el valor razonable de la consideración pagada o recibida se reconoce directamente en patrimonio y se atribuye a los propietarios de la Sociedad.

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

Un negocio conjunto es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo tienen derecho a los activos netos del acuerdo conjunto. Control conjunto es el acuerdo contractual para compartir el control de un acuerdo, que sólo existe cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Los resultados, activos y pasivos de las asociadas y/o negocios conjuntos son incorporados en estos Estados Financieros Consolidados utilizando el método de la participación, excepto cuando la inversión es clasificada como mantenida para la venta, en cuyo caso es contabilizada en conformidad con NIIF 5 en el rubro, Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas.

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

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

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

Sociedades de control conjunto que mantiene la Sociedad

SOCIEDAD	PORCENTAJE DE PARTICIPACION	
	31/12/2020	31/12/2019
ELETRANS S.A.	0%	50%
ELETRANS II S.A.	0%	50%
ELETRANS III S.A.	0%	50%

Con fecha 13 de octubre de 2019, la Sociedad suscribió un documento privado en idioma inglés denominado Purchase and Sale Agreement, a través del cual se regularon los términos y condiciones bajo los cuales se materializaría la compraventa de las Acciones, este acuerdo fue informado al Mercado a través de Hechos Esenciales en los meses de octubre y noviembre del año 2019.

De conformidad al acuerdo de venta informado en octubre de 2019, la materialización de la venta de las acciones en la sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. a Chilquinta Energía S.A. estaba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas copulativas, entre las cuales se encontraban ciertas autorizaciones de entidades gubernamentales de conformidad a la regulación aplicable, a saber, la Comisión Nacional de Energía y la Fiscalía Nacional Económica. Adicionalmente, dicha venta estaba sujeta a la efectiva materialización de la venta del grupo empresarial al que pertenecía Chilquinta por parte de Semptra Energy International Holdings N.V. a la compañía china State Grid International Development Limited y, por lo tanto, a los plazos y autorizaciones que dicha transacción involucraba. Dentro de esas autorizaciones destacan permisos que debían ser otorgadas por las autoridades chinas, las cuales se materializaron recién en junio del año 2020.

Considerando las distintas condiciones copulativas mencionadas en el párrafo anterior, es que la Sociedad no clasifico estas inversiones en la categoría de Activos no corrientes mantenidos para la venta y

Operaciones Discontinuas en los Estados Financieros al 31 de diciembre 2019. En los Estados Financieros al 31 de marzo 2020, a pesar de que el proceso de compraventa seguía avanzando, todavía no se obtenían las autorizaciones correspondientes y como elemento de juicio adicional, la situación de la Pandemia que afecto principalmente al país del comprador y sus entidades gubernamentales, genero incertidumbre en la Sociedad sobre la efectiva autorización y concreción del negocio principal, razón por la cual tampoco se reclasificaron las inversiones en las sociedades Eletrans dentro de la categoría Activos no corrientes mantenidos para la venta y Operaciones Discontinuas.

Habiéndose cumplido las condiciones para el cierre de la Compraventa de las Acciones, con fecha 24 de junio 2020 efectuó el cierre de dicha transacción, en cuya virtud Chilquinta ha adquirido la totalidad de la participación accionaria de SAESA en las Sociedades Eletrans a un precio de USD\$187.478.642,74, junto con adquirir la totalidad de los créditos otorgados por parte de la matriz indirecta de la Sociedad, Inversiones Grupo Saesa Limitada a Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. por un monto de USD\$62.516.890,07, lo que equivale a una suma total de US\$249.995.532,81

Conversión de Estado Financieros de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno - La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).

Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los Estados Financieros Consolidados se registran en el rubro "Reservas por conversión" dentro del Patrimonio Neto.

2.6 Combinación de negocios

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

2.7 Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales es como sigue:

SOCIEDAD	MONEDA FUNCIONAL
EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	PESO CHILENO
COMPAÑÍA ELECTRICA OSORNO S.A.	PESO CHILENO

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

2.8 Bases de conversión

Las transacciones en una divisa distinta de la moneda funcional se consideran transacciones en moneda extranjera. Las operaciones que realiza cada 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 Consolidado 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 cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

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

UNIDAD	31/12/2020 \$	31/12/2019 \$
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 Consolidados no se compensan ni los activos ni los pasivos, ni los ingresos ni los gastos, salvo aquellos casos en que la compensación sea requerida o esté permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo del fondo de la transacción.

2.10 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, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad y sus filiales.
- El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

COSTOS POR PRESTAMOS CAPITALIZADOS	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	1.057.547	523.889
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,62%	3,66%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$4.177.406 por el año terminado al 31 de diciembre de 2020 y a M\$4.146.093 por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Todos los bienes del rubro de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad y sus filiales efectuaron su transición a las NIIF, fueron retasados por terceros independientes.

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

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

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

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

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

La Sociedad y filiales deprecian 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, justando en forma prospectiva, si corresponde.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos 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 ÚTIL ESTIMADA
Edificio	40-80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
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, las sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Plusvalía comprada

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

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

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

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

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados. Adicionalmente se ha incurrido en costos de desarrollo, los que han sido activados por M\$1.184.713 al 31 de diciembre de 2020 y M\$1.290.136 al 31 de diciembre 2019.

2.12 Deterioro de los activos no financieros

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

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar el valor libro de los respectivos activos. El valor recuperable es el más alto valor entre el valor justo menos los costos de vender, y el valor en uso. Este último corresponde a los flujos futuros estimados descontados.

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

Tal como lo 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 y sus filiales.

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

Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Administración sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

La Sociedad ha definido su segmento operativo el de su negocio completo y así por cada una de sus filiales como las unidades generadoras de efectivo (UGE) para efectos de realizar las pruebas de deterioro, los activos intangibles de vida útil indefinida existentes a la fecha de la prueba de deterioro son asignados completamente a estas UGE.

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.

En general, 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.

Las hipótesis clave, así como el enfoque utilizado por la Sociedad y sus filiales 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 y sus filiales analizan 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 Consolidado de Situación Financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

La Sociedad y sus filiales reconocen 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 y sus filiales actúan 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 Consolidado 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 y sus filiales, clasifican 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:

i. Costo amortizado:

Activos financieros medidos a costo amortizado que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es cobrar los flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio de “solo pagos de 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 y sus filiales, basado en su modelo de negocio mantienen 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 del Grupo, 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 utilizando 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 el Estado Consolidado de Resultados Integrales. Otras ganancias y pérdidas netas también se reconocen en el Estado Consolidado 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 período. 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 macroeconómicas 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.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

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 30 de junio 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 Consolidado de Situación Financiera se registra el efectivo en saldos en banco, 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 Consolidado 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:

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

La Sociedad y sus filiales mantienen los siguientes pasivos financieros en su Estado Consolidado 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 Consolidado 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 el Grupo tenga un derecho incondicional a diferir su liquidación durante al menos 12 meses después de la fecha del Estado Consolidado 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 y sus filiales.

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

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

a) Clasificación de los instrumentos de cobertura

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

a.1) Coberturas de valor razonable

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 Consolidado 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 año, 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 Consolidado de Resultados Integrales y se incluye en la línea ingresos (costos) financieros. Los montos diferidos en el patrimonio se reconocen como ganancias o pérdidas en los mismos períodos en que el ítem cubierto afecte al resultado.

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

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

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

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

- (i) la parte de la ganancia o pérdida del instrumento de cobertura que se determina que es una cobertura eficaz se reconocerá en otro resultado integral; y
- (ii) la parte ineficaz se reconocerá en el resultado del 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 discontinúa cuando se anula la relación de cobertura, cuando el instrumento de cobertura vence o se vende, se finaliza, o ejerce, o ya no califica para la contabilidad de coberturas. Cualquier ganancia o pérdida diferida en el patrimonio en ese momento se mantiene en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista finalmente se reconoce en ganancias o pérdidas. Cuando ya no es esperable que una transacción prevista ocurra, la ganancia o pérdida acumulada que fue diferida en el patrimonio se reconoce de manera inmediata en el Estado Consolidado 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 y sus filiales han establecido un procedimiento que permite evaluar la existencia de derivados implícitos en contratos financieros y no financieros. En caso de existir un derivado implícito, y si el contrato principal no es 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 el Estado Consolidado 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 el Estado Consolidado de Resultados Integrales.

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

2.14.7 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 valor neto de realización si éste es inferior.

2.16 Activos no corrientes disponibles para la venta

El Grupo clasifica como activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del Estado Consolidado de Situación Financiera se han iniciado gestiones activas para su venta, o para su distribución a los propietarios, y se estima que es altamente probable que la operación se concrete durante el periodo de doce meses siguientes a dicha fecha.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se valorizan al menor de su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta, y dejan de amortizarse desde el momento en que adquieren esta clasificación.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios se valorizan al menor valor entre su monto en libros y su valor razonable menos los costos de la distribución.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma:

Los activos en una única línea denominada Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y los pasivos también en una única línea denominada Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta.

A su vez, una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido vendido o se ha dispuesto de él por otra vía, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto; forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del Estado Consolidado de Resultados Integrales denominada - Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas, incluyendo asimismo la plusvalía o minusvalía después de impuestos generada por la operación de desinversión, una vez que la misma se ha materializado.

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

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

En "Otros pasivos No financieros No corrientes", se ha incluido el pago anticipado por contratos de peajes de largo plazo con terceros, por el uso de activos de transmisión zonal, que la Sociedad debe construir. Una vez finalizada la construcción del activo e iniciado el servicio de peajes por el uso del activo, se da comienzo al reconocimiento de respectivo ingreso en los resultados de la Sociedad con cargo al pasivo registrado como ingreso diferido, en la proporción que corresponda y en el mismo plazo de duración del contrato.

2.17.2 Subvenciones estatales

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

Las subvenciones estatales relacionadas con activos, se deducen del valor libro al cual se ha contabilizado el activo correspondiente, y se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales durante la vida útil del activo depreciable como un menor cargo por depreciación.

2.17.3 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 y sus filiales miden 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.

2.18 Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los Estados Financieros Consolidados, surgidas como consecuencia de sucesos pasados, en cuya liquidación la Sociedad y sus filiales esperan desprenderse de recursos que implican beneficios económicos y en el que existe incertidumbre del monto y momento de cancelación, se registran en el Estado Consolidado de Situación Financiera como provisiones por el valor actual del monto

más probable que se estima que la Sociedad y sus filiales tendrán que desembolsar para cancelar la obligación.

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

2.19 Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el Estado Consolidado de Situación Financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otros resultados integrales del año.

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

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21 Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

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

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

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

2.22 Reconocimiento de ingresos y costos

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

La Sociedad y sus filiales reconocen ingresos de las siguientes fuentes principales:

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

La Sociedad y sus filiales reconocen 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 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 Consolidados. Los ingresos por venta de energía son reconocidos a lo largo del tiempo.

(ii) Transmisión:

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

(iii) Generación y Comercialización:

Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia, como 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 Generación y Comercialización son reconocidos a lo largo del tiempo.

(iv) 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.

(v) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.17.3).

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.

(vi) 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 y sus filiales determinan 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.

2.23 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 Consolidados de la Sociedad en función de la política de dividendos acordada por la Junta o los estatutos, que a la fecha corresponde a lo menos al mínimo obligatorio establecido en el artículo N°79 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas. La Junta de Accionistas es soberana de cambiar el valor indicado, lo que no necesariamente aplica para los próximos años.

Para el cálculo de la utilidad líquida distribuible la Sociedad no aplicará ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado Consolidado de Resultados Integrales. Dado lo anterior se tomarán como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducirán los dividendos distribuidos y que se distribuyan con cargo al resultado del año. Los ajustes de primera adopción a NIIF, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.24 Estado de flujos de efectivo

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

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

2.25 Reclasificaciones

Para efectos comparativos, ciertos montos han sido reclasificados en los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

2.26 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos Estados Financieros Consolidados:

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

1. 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 otras 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 Consolidados, 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 otras nuevas normas y enmiendas

La Sociedad y sus filiales se encuentran 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 ("SEN"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extienden desde Tal-Tal a Chiloé. Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Con fecha 21.11.17 se produjo la interconexión de ambos sistemas, generando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas la filial Edelayen), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden principalmente el consumo de las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1 Generación eléctrica

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

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

a) Mercado de los grandes clientes: Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29/01/2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29.01.2019.

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

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

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un 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 Coordinador Eléctrico Nacional.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación están en manos de la filial Edelayen, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que algunos son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de Edelayen) y tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años.

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 21.12.19, 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.

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) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4 Marco regulatorio

3.4.1 Aspectos generales

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

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

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

3.4.2 Ley Tokman

En septiembre de 2007, se publica la Ley N° 20.220 que perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos,

ante el término anticipado de contrato de suministro o la quiebra de una empresa generadora, transmisora o distribuidora.

3.4.3 Ley Net Metering

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

3.4.4 Ley de Concesiones

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

3.4.5 Ley de Licitación de Energía Renovables no Convencionales (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 número 20.928, establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

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

3.4.10 Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución, la que establece estándares más exigentes de duración y frecuencia de las interrupciones de suministro, niveles de calidad comercial, de calidad de producto y sistemas de medición, 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 (29/04/19) 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 10/12/19 mediante RE CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

3.4.11 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución. Algunos de los cambios son:

- a) 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.

- 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.

3.4.12 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.

3.4.13 Ley de estabilización transitoria de precios

La ley 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 31.12.26, 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 N°287 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 prorratarán 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 y sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Esta gestión está liderada por la Alta Administración de la Sociedad y de sus filiales, y se realiza tanto a nivel general como para cada uno de los sectores en que participa, considerando las particularidades de cada uno. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

Los principales riesgos a los cuales está expuesta la Sociedad y sus filiales, son los siguientes:

4.1 Riesgo financiero

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

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

4.1.1 Tipo de cambio

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

La Sociedad y sus filiales realizan 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 y sus filiales, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en alguno de estos casos.

Al 31 de diciembre de 2019 la filial STC clasificada en Activos no corrientes disponibles para la venta tienen como moneda funcional el dólar estadounidense, debido a que sus flujos están vinculados a la evolución de esa moneda. La variación de patrimonio que pueda tener esta Sociedad filial por efecto de diferencia de cambio no son administradas por la Sociedad.

4.1.1.1 Análisis de Sensibilidad

Al 31 de diciembre de 2020, de acuerdo a lo mencionado anteriormente, la Sociedad no mantiene inversiones en moneda extranjera, por lo tanto, no presenta análisis de sensibilidad.

Al 31 de diciembre de 2019 el análisis de sensibilidad el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional, de STC, ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio era el siguiente:

Sociedad	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C $\pm$	31/12/2020		31/12/2019	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$ (MM\$)	Devaluación del \$ (MM\$)	Apreciación del \$ (MM\$)	Devaluación del \$ (MM\$)
STC	Exceso de activos sobre pasivos	10	-	-	63.384	(63.384)
	Totales		-	-	63.384	(63.384)

Al 31 de diciembre de 2019 la sensibilización del impacto en resultados en la Sociedad del préstamo en cuenta corriente en dólares que mantiene con STC, ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio era el siguiente:

Sociedad	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C $\pm$	31/12/2020		31/12/2019	
			Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
			Apreciación del \$ (MM\$)	Devaluación del \$ (MM\$)	Apreciación del \$ (MM\$)	Devaluación del \$ (MM\$)
SAESA	STC	10	-	-	(10.014)	10.014
	Totales		-	-	(10.014)	10.014

Al 31 de diciembre de 2020, no se considera dentro de las sensibilizaciones la inversión en la anteriormente filial STC, por ser vendida a la nueva sociedad STA (Ver nota 1 letra b).

4.1.2 Variación UF

De los ingresos de la Sociedad, más de 75% corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen en sus indicadores factores de actualización, tales como el IPC y el IPP (Índice de Precios al Productor). Es decir, la mayor parte del flujo de Efectivo neto que la Sociedad y sus filiales generan corresponde a pesos indexados. Es por esto que la Sociedad mantiene deudas en UF y no administra el riesgo de esa variación en su balance.

El 100% de la deuda financiera está estructurada en UF, que según lo indicado es consistente con el perfil de flujos de la Sociedad.

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto

porcentual de la UF por el periodo 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 y sus filiales de M\$799.434.- al 31 de diciembre de 2020.

4.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corriente y no corrientes) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los Préstamos que devengan interés (Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes) la variación positiva de medio punto porcentual de la UF por el cierre de estos Estados Financieros Consolidados (12 meses), con respecto de la variación real de la UF.

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

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2020	31/12/2019		31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (Bonos)	278.044.839	270.772.045	Tasa Interés Variable	1.380.841	1.344.722

4.1.3 Tasa de interés

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

	31/12/2020	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 deuda de la Sociedad y de sus filiales está estructurada con vencimientos en el largo plazo, con servicio de deudas anuales y/o semestrales que sean inferiores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, de forma de no tener riesgos de refinanciamiento en el corto ni en el largo plazo.

A continuación se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre 2019:

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente						Totales 31/12/2020
	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	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.441.569	4.141.781	8.202.528	14.653.755	14.313.978	13.974.230	70.542.423	86.848.306	214.118.570
Arrendos Financieros	105.754	311.464	344.086	289.716	246.127	155.812	-	-	1.452.959
Totales	1.547.323	4.453.245	8.546.614	14.943.471	14.560.105	14.130.042	70.542.423	86.848.306	215.571.529
Porcentualidad		2%	4%	7%	7%	7%	33%	40%	100%

Capital e Intereses	Corriente		No Corriente						Totales 31/12/2019
	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	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.403.862	7.182.190	8.586.051	11.136.720	17.419.203	17.088.313	80.478.350	260.257.356	403.552.045
Arriendo Financiero	116.317	192.053	160.265	93.679	80.862	6.728	-	-	649.904
Totales	1.520.179	7.182.190	8.586.051	11.136.720	17.419.203	17.088.313	80.478.350	260.257.356	402.148.183
Porcentualidad	0%	2%	2%	3%	4%	4%	20%	65%	100%

La Sociedad y sus filiales monitorea su actuales covenants de modo de mantener un rating de la Sociedad que permita acceso a precios competitivos (a la fecha la Sociedad mantiene una clasificación de riesgo de AA+, local).

La Sociedad realiza una administración de caja conjunta con las matrices Inversiones Grupo Saesa Limitada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A., la sociedad relacionada Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel) y su filial STS, con la que los excedentes de caja diarios son invertidos en instrumentos financieros con el objeto de optimizarlos y poder asegurar el cumplimiento de los compromisos de pago en las fechas de vencimiento establecidas; las inversiones se realizan en instituciones financieras nacionales, con límites establecidos por institución y en instrumentos financieros de riesgo acotado, de acuerdo con las políticas internas del Grupo. Adicionalmente, la Sociedad y sus filiales cuentan con líneas de corto plazo aprobadas con bancos e instituciones financieras por montos muy superiores a su actual endeudamiento de corto plazo.

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

Respecto del impacto de COVID-19, la Sociedad ha procurado mitigar los impactos en su liquidez monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Así, en junio 2020 Inversiones Grupo Saesa Limitada, matriz final del grupo, tomó un crédito por M\$80.000.000 con Banco Estado, mientras que Inversiones Eléctricas del Sur al cierre de septiembre de 2020 mantiene un crédito por M\$25.000.000 con Banco Scotiabank, ambos para asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales.

Por otro lado, la venta de su relacionadas Eletrans, Eletrans II y Eletrans III en USD 187,5 millones, mejoró la posición de liquidez de la Sociedad.

4.1.5 Riesgo de crédito

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

El riesgo de crédito relacionado con el suministro de energía eléctrica, tal como se menciona en la Nota 7 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 suspendido 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 y se podrán aplicar las herramientas de cobro habituales (corte de suministro).

También la Sociedad y sus filiales realizan otro tipo de ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como: a) venta al detalle de productos y servicios y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y b) construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades). Respecto de la letra a), la Política establece plazos que van de 12 a 36 meses, para sus clientes de distribución eléctrica. En lo que respecta a la construcción de obras, que normalmente se construyen a organismos estatales, municipales o grandes clientes, la forma de pago considera cuotas que van de 36 a 96 meses. Estos montos son otorgados bajo condiciones de crédito de mercado y a clientes que cumplan con ciertos estándares de comportamientos históricos sin morosidad.

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

En el siguiente cuadro comparativo al 31 de 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 M\$	31/12/2019 M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	339.670.092	313.880.197
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	4.462.424	1.597.764
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,31%	0,51%

(*) Los Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas ascendieron a M\$5.147.353 al 31 de diciembre de 2020 (últimos 12 meses), aumentando un 153% respecto al monto registrado en el año 2019 (M\$2.035.013). Este aumento se origina principalmente por los efectos de mayor morosidad generados por COVID-19. Tal como se aprecia en la nota N°7j) los incobrables al cierre del año alcanzaron a M\$9.305.577, un 18% superior a los M\$7.887.772 registrados en el mismo período 2019.

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 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 junio de 2020 Grupo Saesa Limitada, matriz del grupo, tomó un crédito por M\$ 80.000.000 con Banco Estado, mientras que Inversiones Eléctricas del Sur al cierre de septiembre de 2020 mantiene un crédito por M\$ 25.000.000 con Banco Scotiabank, ambos para asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales.

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, 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\$ 3.727, que equivale a un 218% 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 Consolidados. Cambios en los 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 Consolidados:

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada en base a estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Adicionalmente, se utilizan estos estudios para nuevas adquisiciones de bienes de propiedades, planta y equipo, o cuando existen indicadores que las vidas útiles de estos bienes deben ser cambiadas.
- **Deterioro de activos:** La Sociedad y sus filiales revisan el valor libro de sus activos tangibles e intangibles, para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una

Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.

- **Estimación de deudores incobrables y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión 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 de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** Las Sociedad y sus filiales consideran como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la explotación, la estimación de determinados montos del Sistema Eléctrico (entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten reflejar liquidaciones entre las distintas empresas del Sistema por servicios ya prestados. Estos valores se cancelarán una vez emitidas las liquidaciones definitivas por los Entes Regulatorios responsables, las que a la fecha de los Estados Financieros Consolidados aún estaban pendientes por emitir.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad y sus filiales evalúan periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han 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 razonablemente cierto que una opción de extensión o terminación será ejercida.
 - Determinación de la tasa apropiada para descontar los pagos de arrendamiento.

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 Consolidados, es posible que acontecimientos que puedan ocurrir en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se registraría en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos de dichos cambios en los correspondientes Estados Financieros Consolidados 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 equivalente al efectivo	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Efectivo en caja	2.819.664	4.947.902
Saldo en Bancos	4.536.460	2.304.573
Otros instrumentos de renta fija	31.503.974	20.404.416
Totales	38.860.098	27.656.891

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

Nombre empresa	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Clasificación de Riesgo	Monto inversión	
				31/12/2020	31/12/2019
				M\$	M\$
Saesa	Banchile S.A. AGF, Capital Emp P Serie P	Fondos Mutuos	AAfm/M1(d)	7.831.818	5.117.630
Saesa	Scotia Administradora General de FM S.A. Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(d)	3.510.048	-
Saesa	Scotia Adm. General de Fondos Mutuos Chile S.A. Liquidez Dólar Serie Unica	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(d)	2.846.191	-
Saesa	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	AAfm/M1(d)	-	5.117.570
Saesa	Larain Vial S.A. Money Market Serie I (USD)	Fondos Mutuos	AAfm/M1(d)	1.426.136	-
Saesa	Scotia Administradora General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AAfm/M1(d)	-	4.213.723
Saesa	Fondo Mutuo Santander Money Market Serie P	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(d)	7.831.767	-
Saesa	Itaú Administradora General de Fondos S.A. Select M5	Fondos Mutuos	AAfm/M1(d)	7.627.595	5.119.331
STS	Scotia Administradora General de FM S.A. Clipper Serie B	Fondos Mutuos	AAfm/M1(d)	-	836.162
Luz Osorno	Itaú Administradora General de Fondos S.A. Select M5	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(d)	175.190	-
Edelaysen	Scotia Administradora General de FM S.A. Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(d)	255.229	-
Totales				31.503.974	20.404.416

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

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

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
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	CLP	34.410.310	27.651.440
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	4.449.788	5.451
Totales		38.860.098	27.656.891

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 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	Devolvió intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos	Amortización	31/12/2020 M\$
Préstamos a corto plazo	-	(100.000.000)	(460.582)	100.000.000	-	-	460.582	-	-	-	-	-	-
Arrendamiento Financiero Corriente	308.370	-	(40.068)	-	-	-	48.168	(904)	-	-	-	113.954	420.520
Arrendamiento Financiero corriente, no Corriente	341.534	-	-	-	-	(458.068)	-	22.779	-	1.164.615	-	(113.954)	956.906
Bonos	269.705.185	-	(8.705.568)	-	-	-	8.706.367	7.286.969	-	-	-	(118.226.108)	380.524
Préstamos en cuenta corriente	44.327	-	(382.679)	-	-	-	339.304	10	(89)	-	-	(639)	234
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	39.777.985	(152.507.930)	-	-	115.796.464	-	-	-	447.481	-	-	(3.150.000)	364.000
Totales	310.177.401	(252.507.930)	(19.597.897)	100.000.000	115.796.464	(458.068)	9.554.421	7.308.854	447.392	1.164.615	(121.376.747)	380.524	160.689.029

(*) Los Traspasos corresponden a los saldos de la filial STS que se reclasificó a Pasivos mantenidos para la venta.

	31/12/2019 M\$	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2019 M\$
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Derivado de intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos	Amortización	
Préstamos a corto plazo	68.041.118	(78.000.000)	(163.375)	20.000.000	-	-	125.851	-	-	-	(10.000.592)	-	-
Arrendamiento Financiero Corriente	-	-	(31.465)	-	-	(200.218)	26.824	(521.844)	-	1.518.252	-	-	699.557
Arrendamiento Financiero corriente, no Corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Línea de crédito	-	(54.437)	-	54.437	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos	154.903.090	(4.764.625)	(8.092.630)	(12.869.679)	-	-	8.434.991	7.145.309	-	-	(977.183)	186.618	269.705.185
Préstamos en cuenta corriente	126.250.280	(96.089.711)	(4.651.836)	-	-	-	5.517.257	304.864	-	-	(91.663.586)	-	39.822.512
Totales	249.194.488	(178.854.371)	(123.113.306)	122.024.118	100.214.904	(200.218)	14.104.923	6.324.349	-	1.518.252	(102.664.299)	186.618	310.217.954

e) El detalle de flujo de efectivo, es el siguiente:

Conceptos	01/01/2020 al 31/12/2020	01/01/2019 al 31/12/2019
	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	38.860.098	27.656.891
Efectivo y equivalentes al efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta	517.569	2.110
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo efectivo)	39.377.667	27.659.001

7 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

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

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	79.555.913	-	77.994.574	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	26.448.256	3.769.860	27.664.926	7.679.983
Totales	106.004.169	3.769.860	105.659.500	7.679.983

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	74.059.963	-	75.481.691	-
Otras cuentas por cobrar, neto	22.638.629	3.769.860	22.290.037	7.679.983
Totales	96.698.592	3.769.860	97.771.728	7.679.983

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	5.495.950	-	2.512.883	-
Otras cuentas por cobrar	3.809.627	-	5.374.889	-
Totales	9.305.577	-	7.887.772	-

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	61.686.438	2.910.608	56.514.326	5.097.767
Energía y peajes	39.658.731	-	34.001.521	-
Anticipos para importaciones y proveedores	3.367.135	-	4.714.598	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.373.102	-	1.684.055	-
Convenios de pagos y créditos por energía	3.156.028	1.366.933	2.664.309	2.532.314
Deudores materiales y servicios	2.530.744	109	2.036.540	202.440
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.847.341	1.282.475	6.488.545	1.959.279
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	557.998	256.288	834.755	398.932
Otros	4.195.359	4.803	4.090.003	4.802
No Facturados o provisionados	40.906.543	-	45.238.245	-
Energía y Peajes uso de líneas eléctricas	9.978.174	-	9.422.360	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	15.440.429	-	19.563.135	-
Equidad Tarifaria Residencial	101.917	-	298.986	-
Energía en medidores (*)	14.376.663	-	14.708.572	-
Provisión ingresos por obras	937.610	-	1.074.700	-
Otros	71.750	-	170.492	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	3.411.188	859.252	3.906.929	2.582.216
Totales, Bruto	106.004.169	3.769.860	105.659.500	7.679.983
Provisión deterioro	(9.305.577)	-	(7.887.772)	-
Totales, Neto	96.698.592	3.769.860	97.771.728	7.679.983

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	3.156.028	1.366.933	2.664.309	2.532.314
Anticipos para importaciones y proveedores	3.367.135	-	4.714.598	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	4.310.712	-	2.758.755	-
Deudores materiales y servicios	2.530.744	109	2.036.540	202.440
Cuenta corriente al personal	3.411.188	859.252	3.906.929	2.582.216
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	4.847.341	1.282.475	6.488.545	1.959.279
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	557.998	256.288	834.755	398.932
Otros deudores	4.267.110	4.803	4.260.495	4.802
Totales	26.448.256	3.769.860	27.664.926	7.679.983
Provisión deterioro	(3.809.627)	-	(5.374.889)	-
Totales, Neto	22.638.629	3.769.860	22.290.037	7.679.983

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

- a) 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\$ 14.474.773 a diciembre de 2020 y M\$ 14.853.412 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 tarifados 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.

- b) Decretos de transmisión por emitir que corresponden al reconocimiento en tarifas de inversiones que ya han entrado en operación por un valor de M\$ 3.817.406 en 2019 (el valor de 2020 se ha traspaso dentro del proceso de división llevado a cabo por la Sociedad a la nueva sociedad Saesa transmisión S.A.).
- c) Otros conceptos por - M\$ 1.996.383 en diciembre de 2020 y por M\$ 892.317 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.

- d) 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\$ 6.031.565 en diciembre de 2020 (sin monto en diciembre 2019).
- e) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2020 es de M\$100.468.452 y al 31 de diciembre 2019 es de M\$105.451.711.
- f) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2020 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 545 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes, es la siguiente:

Tipo Cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	483.804	43%
Comercial	40.378	30%
Industrial	3.042	10%
Otros	18.726	17%
Totales	545.950	100%

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

g) 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 no deteriorados	31/12/2020	31/12/2019
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menos a tres meses	18.215.668	22.225.357
Con vencimiento entre tres y seis meses	2.657.938	760.922
Con vencimiento entre seis y doce meses	2.768.383	447.758
Con vencimiento mayor a doce meses	163.172	61.439
Totales	23.805.161	23.495.476

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

	Venta de energía	Deudores por venta al detalle de productos y servicios
No Vencidas	0%	0,27%
1 a 30	0%	0,60%
31 a 60	1%	3,40%
61 a 90	5%	28,67%
91 a 120	23%	47,34%
121 a 180	30%	63,92%
181 a 270	41%	69,72%
271 a 360	51%	72,72%
361 o más	92%	100,00%

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

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

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.

h) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2020						Saldo al 31/12/2019					
	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	326.244	74.798.167	4.943	2.962.653	331.187	77.760.820	286.069	80.692.746	3.237	1.864.969	289.306	82.557.715
Entre 1 y 30 días	71.568	8.824.231	1.515	727.677	73.083	9.551.908	131.778	13.088.354	1.575	279.111	133.353	13.367.465
Entre 31 y 60 días	30.846	5.271.980	810	535.980	31.656	5.807.960	48.647	7.961.298	870	301.987	49.517	8.263.285
Entre 61 y 90 días	13.513	2.827.563	417	350.212	13.930	3.177.775	5.041	708.230	244	52.078	5.285	760.298
Entre 91 y 120 días	7.822	1.311.798	275	143.876	8.097	1.455.674	2.602	332.551	109	14.855	2.711	347.406
Entre 121 y 150 días	6.284	1.484.346	168	55.174	6.452	1.539.520	1.937	353.458	66	43.444	2.003	396.902
Entre 151 y 180 días	2.872	559.877	156	49.621	3.028	609.498	1.743	358.103	75	10.401	1.818	368.504
Entre 181 y 210 días	2.419	314.181	141	34.770	2.560	348.951	1.429	216.721	55	17.033	1.484	233.754
Entre 211 y 250 días	4.673	1.139.084	151	33.519	4.824	1.172.603	1.417	250.294	61	14.112	1.478	264.406
Más de 250 días	21.470	7.959.146	1.279	390.174	22.749	8.349.320	12.173	4.518.407	349	2.261.341	12.522	6.779.748
Totales	487.711	104.490.373	9.855	5.283.656	497.566	109.774.029	492.836	108.480.152	6.641	4.859.331	499.477	113.339.483

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

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2020		Saldo al 31/12/2019	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	9	35.950	18	4.565
Documentos por cobrar en cobranza judicial	582	2.527.364	493	4.287.804
Totales	591	2.563.314	511	4.292.369

j) 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	9.003.203
Aumentos (disminuciones) del año	2.035.013
Efecto División Saesa / STA	(437.249)
Montos castigados	(2.713.195)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	7.887.772
Aumentos (disminuciones) del año	5.147.353
Efecto División Saesa / Saesa TX	(684.929)
Montos castigados	(3.044.619)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	9.305.577

(*) Las pérdidas por deterioro de Deudores Comerciales ascendieron a M\$5.147.353 al 31 de diciembre 2020, aumentando un 153% respecto al monto registrado al 31 de diciembre de 2019 (M\$ 2.035.013). Este aumento se origina principalmente por los efectos de mayor morosidad generados por COVID-19.

(**) Para el detalle de los efectos de la división se puede ver en nota 15.

k) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones y Castigos	Saldo al	
	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Provisión cartera no repactada	6.241.581	1.413.908
Provisión cartera repactada	(1.779.157)	183.856
Castigos del período	(3.044.619)	(2.713.195)
Totales	1.417.805	(1.115.431)

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

8 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

8.1 Accionistas

El detalle de los accionistas mayoritarios de la Sociedad 31 de diciembre de 2020, es el siguiente:

Accionistas	Número de Acciones		Total	Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (*)	371.661.637	8.997.445.007.291	8.997.816.668.928	99,9160%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,0751%
Cóndor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,0028%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,0014%
Inmobiliaria Santa Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,0007%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,0005%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,0004%
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	1.066	31.978.511	31.979.577	0,0004%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,0003%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,0003%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,0002%
Sucesión Elena Trenchá V. de Garrido	577	17.321.694	17.322.271	0,0002%
Minoritarios	5.639	169.283.076	169.288.715	0,0019%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	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 Ríos) 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 Ríos, 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 99,9160% de participación.

Tal como se comenta en la Nota 1 a) en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 18 de diciembre de 2019, se acordó la división de la misma en la continuadora legal, que mantuvo la misma razón social y que al 31 de diciembre de 2019 mantuvo los mismos accionistas.

8.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Frontel y la matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A., encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses, por lo que al 31 de diciembre los saldos fueron reclasificados desde el corriente al no corriente. 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 Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables, son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2020		31/12/2019	
							Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	1.205.347	-	1.202.976	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	-	9.319	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	6.472	-	17	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	2.741.250	-	7.837.075
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Dividendos (Filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	41.229	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	14.683	-	63.977	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	2.576.928	-	6.503.706
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	3.138	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	CLP	-	4.361.434	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	1.149.162	-	-	-
76.429.813-6	Línea Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	61.644	-
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	48.273	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	11.754	-	-	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	2.243	-	2.243	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Dividendos (Filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	281	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	122.498	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	16.925	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	CLP	-	2.333.166	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.984.618	-	1.202.841	-
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	869	-	-	-
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	3.478.371	-	-
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	335.021	-	-	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Mantenimiento y operación	Menos de 90 días	Indirecta	CLP	-	-	285.403	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Dividendos	Menos de 90 días	Indirecta	USD	-	-	302.239	-
Totales							4.852.730	15.491.149	3.220.442	14.340.781

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Sociedad	Origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2020		31/12/2019	
							Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.580.606	-	96.539	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	21.415	-	27.100	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	235	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	364.000	-	24.398.000
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	43.230.010	-	65	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	-	12.435.702	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	1.192	-	343	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	32.486	-	9.345	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	-	44.327	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	-	12.623.985
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (Filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	4.648	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (Filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.282	-	1.249	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	-	250.000
76.073.168-4	Inversiones Los Lagos IV Ltda.	Chile	Dividendos por pagar (Filial STS)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	20.726	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	4.034	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.001.720	-	368.540	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	235	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	55.259	-	2.604.899	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	CLP	-	-	-	2.506.000
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	259	-	381	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	2.151	-	2.109	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Gardá-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	259	-	381	-
6.443.633-3	Jorge Lesser Gardá-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	2.151	-	2.109	-
Totales							45.929.260	364.000	15.622.497	39.777.985

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

RUT	Sociedad	País de Origen	Naturaleza de la Relación	Descripción de la transacción	31/12/2020		31/12/2019	
					Montó Transacción	Efecto en Resultado (cargos)/abono	Montó Transacción	Efecto en Resultado (cargos)/abono
					M\$	M\$	M\$	M\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Compra energía y potencia	(9.011.392)	(9.011.392)	(8.625.367)	(8.625.367)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	-	(5.679.000)	176.484
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Servicio costo de personal	4.957.334	4.957.334	4.378.112	4.378.112
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Peajes (neto)	(48.668)	(48.668)	(58.242)	(58.242)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Mantenimiento sistema	76.224	76.224	67.719	67.719
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	2.350.091	98.039	9.285.579	(3.271)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(44.327)	(104.960)	28.164	(401.754)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(24.033.765)	(182.994)	(7.157.362)	(12.346.645)
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Matriz común	Recuperación de gastos	(61.644)	-	-	-
76.067.075-8	Inversiones Los Ríos Ltda.	Chile	Matriz	Dividendos por pagar	(12.435.702)	-	901.346	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Dividendos por pagar	43.229.945	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Recuperación de gastos-materiales	781.777	-	3.415.104	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Indirecta	Dividendos	(302.239)	-	302.239	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Chile	Indirecta	Mantenimiento y operación	(285.403)	-	(428.806)	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(2.506.000)	(481.511)	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(5.089.370)	385.778	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(6.553.000)	-170.775	-	-

8.3 Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como Directores por un período de dos años 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 sesión celebrada con fecha 13 de mayo de 2020, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio 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 con el Directorio

Los saldos pendientes por pagar entre la Sociedad y sus respectivos Directores por concepto de remuneración de directores, son los siguientes:

Director	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	2.151	2.490
Jorge Lesser García-Huidobro	2.151	2.490
Totales	4.302	4.980

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 Saesa. 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
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	28.268	25.368
Jorge Lesser García-Huidobro	28.268	25.368
Totales	56.536	50.736

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad actualmente lo componen un Gerente General, 13 Gerentes de Área y 16 Subgerentes. En 2019, un Gerente General, 13 Gerentes de Área y 24 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$3.810.191 al 31 de diciembre de 2020 y a M\$3.500.278 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 y se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivos asciende a M\$1.763.118 al 31 de diciembre de 2020 y M\$1.704.317 al 31 de diciembre de 2019.

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

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

9 Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2020:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	21.553.543	21.018.501	535.042
Materiales en tránsito	1.339.027	1.339.027	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.429.545	2.360.091	69.454
Petróleo	243.671	243.671	-
Totales	25.565.786	24.961.290	604.496

Al 31 de diciembre de 2019:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	17.297.119	16.791.103	506.016
Materiales en tránsito	991.593	991.593	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.750.700	2.723.070	27.630
Petróleo	359.453	359.453	-
Totales	21.398.865	20.865.219	533.646

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\$166.955 para el año 2020 y un cargo de M\$389.479 para 2019.

Movimiento Provisión	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Provisión del año	166.955	389.479
Aplicaciones a provisión	(96.105)	(262.425)
Totales	70.850	127.054

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

El detalle de los Inventarios utilizados y reconocidos como gastos, es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	24.390.529	29.638.999
Otros gastos por naturaleza (**)	3.248.365	2.451.030
Totales	27.638.894	32.090.029

(*) Ver Nota 24.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2020 ascienden \$27.122.556 (M\$37.462.748 en 2019) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$1.008.462 (M\$1.049.648 en 2019)

Los materiales utilizados en obra propias desde los inventarios de la Sociedad han disminuido en el período enero-diciembre 2020 en un 15% 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.

10 Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

Activos por impuestos corrientes	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	-	335.835
IVA Crédito fiscal por recuperar	3.097.900	3.628.224
Crédito Sence	-	19.894
Crédito Activo Fijo	-	24.812
Impuesto por recuperar año anterior	510.292	2.152.154
Totales	3.608.192	6.160.919

La disminución de Activos por impuestos corrientes, se debe principalmente a la salida de la filial STS por M\$4.325.907, se compone por Impuesto renta por recuperar M\$694.896, Iva crédito fiscal por recuperar M\$3.511.395, Crédito Sence M\$35.990, Crédito Activo Fijo M\$25.515 e Impuesto por recuperar año anterior M\$58.374.

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

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuesto a la renta (*)	26.206.537	3.619.183
Iva Débito fiscal	2.549.484	3.260.969
Otros	107.297	121.621
Totales	28.863.318	7.001.773

(*) El aumento de impuesto a la renta se produce principalmente por la venta de los Negocios Conjuntos denominados ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. (ver nota 37).

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto		31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto		3.400.703	38.994.314
Servidumbres		3.285.450	38.028.062
Derecho de Agua		108.543	108.543
Software		6.710	857.709

Activos Intangibles Bruto		31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto		10.715.343	45.567.721
Servidumbres		3.285.450	38.028.062
Derecho de Agua		108.543	108.543
Software		7.321.350	7.431.116

Amortización Activos Intangibles		31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables		(7.314.640)	(6.573.407)
Servidumbres		-	-
Derecho de Agua		-	-
Software		(7.314.640)	(6.573.407)

La composición y movimientos del activo intangible durante el año 2020 y 2019, son los siguientes:

Movimiento año 2020		Servidumbre Neto	Derecho de Agua	Software Neto	Activos Intangibles, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019		38.028.062	108.543	857.709	38.994.314
Movimientos	Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	(20.000)	-	-	(20.000)
	Tipo Cambio Amortización Acumulada	-	-	-	-
	Otros (Activación Obras en Curso)	-	-	370.695	370.695
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(844.641)	(844.641)
	Gastos por amortización	-	-	(377.053)	(35.099.665)
	División Saesa / Saesa Tx (Nota 1a.1)	(34.722.612)	-	-	-
	Total movimientos	(34.742.612)	-	(850.999)	(35.593.611)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2020		3.285.450	108.543	6.710	3.400.703

Movimiento año 2019		Servidumbre Neto	Derecho de Agua	Software, Neto	Activos Intangibles, Neto
		M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019		43.431.957	108.543	1.682.213	45.222.713
Movimientos	Adiciones	-	-	-	-
	Retiros Valor Bruto	-	-	(2.069.625)	(2.069.625)
	Retiros y Traspasos Amortización Acumulada	-	-	2.017.702	2.017.702
	Otros (Activación Obras en Curso)	2.719.433	-	295.045	3.014.478
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	2.312.865	-	-	2.312.865
	Gastos por amortización	-	-	(1.067.626)	(1.067.626)
	Incremento (Decremento) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reporte)	876.032	-	-	876.032
	Traspaso a activos no corrientes para su disposición clasificados como mantenidos a la venta	(11.312.225)	-	-	(11.312.225)
	Total movimientos	(5.403.895)	-	(824.504)	(6.228.399)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2019		38.028.062	108.543	857.709	38.994.314

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

Los softwares o programas informáticos y licencias se amortizan en forma lineal entre 4 y 6 años.

La amortización de estos bienes se presenta en el rubro "Gastos por Depreciación y Amortización" del Estado Consolidado de Resultados Integrales.

12 Plusvalía Comprada

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Rut	Compañía	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
Totales		174.416.006	174.416.006
División Saesa / Saesa TX (*) (Nota 1a.1)		(66.109.123)	-
Totales		108.306.883	174.416.006

La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0, corresponde al exceso pagado originado en la compra de las acciones de esa sociedad, realizada en 2001. Posteriormente, la sociedad comprada fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.

La plusvalía comprada reconocida por Sociedad Austral de Electricidad S.A., Antigua Saesa, Rut 96.956.660-5, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor justo de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en la Sociedad.

La plusvalía total indicada se ha asignado a las siguientes unidades:

Rut	Compañía	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	95.306.883	97.416.006
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	-	64.000.000
88.276.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	10.000.000	10.000.000
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	3.000.000	3.000.000
Totales		108.306.883	174.416.006

(*) Debido a lo requerido por la Ley N°21.194, que busca que las empresas de distribución tengan un giro exclusivo, la Sociedad ha llevado el proyecto de división con fecha 31/12/2020 mencionado en la Nota N° 1 letra b), y dentro del traspaso de los activos está considerada la plusvalía asignada a STS por M\$64.000.000 y una parte de la plusvalía reasignada desde Saesa por M\$2.109.123

13 Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2020	31/12/2019
M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo	346.058.700	541.318.334
Terrenos	8.719.728	15.069.676
Edificios	8.145.136	9.800.934
Planta y Equipo	219.930.697	338.545.316
Equipamiento de Tecnologías de la Información	1.337.092	1.152.799
Instalaciones Fijas y Accesorios	661.736	666.665
Vehículos de Motor	3.709.239	2.430.066
Construcciones en Curso	97.320.298	169.432.206
Otras Propiedades, Planta y Equipo	6.234.774	4.220.672

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2020	31/12/2019
M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	475.653.601	707.556.418
Terrenos	8.719.728	15.069.676
Edificios	14.482.667	16.514.712
Planta y Equipo	330.501.695	484.564.119
Equipamiento de Tecnologías de la Información	5.295.427	5.273.572
Instalaciones Fijas y Accesorios	2.459.964	2.483.529
Vehículos de Motor	5.688.654	4.648.996
Construcciones en Curso	97.320.298	169.432.206
Otras Propiedades, Planta y Equipo	11.185.168	9.569.608

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2020	31/12/2019
M\$	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(129.594.901)	(166.238.084)
Edificios	(6.337.531)	(6.713.778)
Planta y Equipo	(110.570.998)	(146.018.803)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(3.958.335)	(4.120.773)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(1.798.228)	(1.816.864)
Vehículos de Motor	(1.979.415)	(2.218.930)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(4.950.394)	(5.348.936)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el periodo 2020 y año 2019, es el siguiente:

Movimiento año 2020		Terrenos	Edificio, Neto	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\$
Movimientos	Saldo Inicial al 1 de enero de 2020	15.069.676	9.800.934	338.545.316	1.152.799	666.665	2.430.066	169.432.206	4.220.672	541.318.334
	Adiciones	-	-	4.209.432	-	-	-	95.928.711	800.581	100.798.744
	Retiros Valor Bruto	-	-	(2.422.274)	(9.496)	(39.405)	(797.474)	-	(23.947)	(3.292.596)
	Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	15.745	2.437.736	12.794	39.050	667.921	-	114.985	3.288.231
	Tipo Cambio Depreciación Acumulada	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gastos (Activación Obras en Curso)	929.395	617.436	50.240.016	982.661	201.563	2.465.591	(59.095.753)	3.659.294	3
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(820)	3.099.622	(57.943)	344.326	-	(3.118.576)	(76.620)	(1)
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	(386.201)	(16.456.945)	(607.652)	(247.048)	(583.759)	(811.818)	(19.093.421)	(19.093.421)
	Gastos por depreciación	-	-	(159.722.228)	(126.071)	(123.425)	(473.106)	(105.826.290)	(1.508.375)	(276.960.594)
	División SAESA / STS TX (Nota 34-1)	(7.279.143)	(1.901.958)	(159.722.228)	(126.071)	(123.425)	(473.106)	(105.826.290)	(1.508.375)	(276.960.594)
Total movimientos		(16.369.748)	(1.601.961)	(119.514.610)	(184.293)	(14.920)	2.278.173	(72.111.905)	2.014.105	(190.210.634)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2020		8.719.728	8.145.136	219.930.697	1.337.092	666.665	2.430.066	97.320.298	6.234.774	346.058.700

Movimiento año 2019		Terrenos	Edificio, Neto	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\$
Movimientos	Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	15.208.092	9.804.354	426.115.415	1.291.115	784.563	2.588.790	132.316.771	9.461.591	591.264.643
	Adiciones	-	-	4.345.449	-	-	-	115.145.612	420.497	119.901.558
	Retiros Valor Bruto	(213.800)	-	(970.411)	(278.304)	-	(315.172)	-	(7.211)	(1.784.448)
	Retiros y Traspasos Depreciación Acumulada	-	-	3.903.066	369.411	-	307.621	-	77.348	2.457.426
	Tipo Cambio Depreciación Acumulada	-	-	(758.809)	-	-	-	-	-	(758.809)
	Otros (Activación Obras en Curso)	74.894	638.785	31.915.297	512.442	162.544	615.406	(38.910.463)	1.008.052	(2.312.865)
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(9.779.393)	-	-	-	7.466.528	-	(21.422.766)
	Gastos por depreciación	-	(422.053)	(18.745.113)	(745.065)	(230.442)	(566.519)	-	(713.612)	(21.422.766)
	Incremento (Disminuciones) en el Cambio de Moneda Extranjera (Empresas con moneda funcional distinta de la moneda de reportar)	-	-	(191.493)	-	-	-	12.298.390	-	12.106.897
	Traspaso a Ingresos no corrientes para su disposición clasificadas como mantenidas a la venta	-	-	(46.103.703)	-	-	-	-	-	(46.103.703)
	División SAESA / STA	-	-	(53.204.969)	-	-	-	(58.844.630)	-	(112.049.599)
Total movimientos		(138.410)	216.730	(87.570.091)	(138.510)	(67.898)	(158.666)	37.115.610	795.009	(68.960.301)
Saldo final al 31 de Diciembre de 2019		15.069.676	9.800.934	338.545.316	1.152.799	666.665	2.430.066	169.432.206	4.220.672	541.318.334

En el año 2020, los Gastos por depreciación totalizan un monto de M\$21.422.766 que difiere con Nota 26 de resultados, la cual asciende a M\$13.121.632. En el ítem Propiedades, Planta y Equipos Neto, se incluyen los montos correspondientes a las depreciaciones de las sociedades SATT, STN y STC los cuales ascienden a M\$426.190, M\$2.329.543 y M\$1.067.281 respectivamente, donde dichas sociedades conforman la nueva sociedad STA y activos disponibles para la venta, además de la depreciación de la Filial STS que asciende a M\$4.478.120 que deja de ser parte del ámbito de consolidación.

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedades, Planta y Equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2020 y 2019 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

14 Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

La Sociedad y sus filiales han 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 al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Movimiento año 2020	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	597.105	13.740	-	610.845
Gastos por amortización	(414.789)	(32.293)	-	(447.082)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	21.547	327	-	21.874
Adiciones	1.136.918	27.698	-	1.164.616
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	1.340.781	9.472	-	1.350.253

Movimiento año 2019	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo final al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16	-	-	-	-
Reconocimiento inicial NIIF 16	375.457	575.736	-	951.193
Gastos por amortización	(417.561)	(24.893)	-	(442.454)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	8.106	15.048	-	23.154
Otros incrementos (decrementos)	-	(540.885)	-	(540.885)
Adiciones	631.103	-	-	631.103
Traspaso a Activos a disposición de sus accionistas (*)	-	(11.266)	-	(11.266)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	597.105	13.740	-	610.845

(*) Para el detalle de los efectos de la división desde Saesa a STA al 31/12/2019 se puede ver en nota 15.

b) Pasivos por arrendamiento

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

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2020
					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		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	95.656	290.793	386.449	302.173	287.506	223.114	101.759	260	914.812
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.291	7.040	9.331	5.703	1.763	1.850	1.940	-	11.256
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.517	4.167	9.684	-	-	-	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	2.342	7.699	10.041	8.225	8.628	7.298	-	-	24.151
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	944	4.071	5.015	3.335	1.636	1.716	-	-	6.687
Totales					106.750	313.770	420.529	319.436	299.533	233.578	103.699	260	956.906

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2019
					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		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	104.615	158.912	263.527	139.215	84.254	72.837	-	-	296.306
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	4.314	1.576	5.890	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	3.925	12.061	15.986	8.284	-	-	-	-	8.284
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	2.886	8.867	11.753	11.279	7.865	6.389	4.996	-	30.529
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	577	10.637	11.214	1.487	1.560	1.636	1.732	-	6.415
Totales					116.317	192.053	308.370	160.265	93.679	80.862	6.728	-	341.534

Los pasivos por arrendamientos traspasados a Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente (ver nota 15):

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Mas de 1 año a 3 años		Mas de 3 años hasta 5 años		Mas de 5 años	al 31/12/2019
					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		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	7.603	60	7.663	84	88	93	98	3.742	4.105
Totales					7.603	60	7.663	84	88	93	98	3.742	4.105

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\$912.206 (M\$759.532 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, el Grupo no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

15 Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios

Los saldos corrientes y no corrientes de este activo al 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

ACTIVOS		31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo		2.110
Otros activos no financieros corrientes		6.665
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes		15.032
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		947
Activos por Impuestos corrientes, corrientes		5.227.821
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.		5.252.575
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		5.252.575
ACTIVOS NO CORRIENTE		
Cuentas por cobrar no corrientes		3.034
Activos intangibles distintos de la plusvalía		11.312.225
Propiedades, planta y equipo		46.103.703
Activos por derechos de uso		11.266
Activos por impuestos diferidos		2.807.850
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		60.238.078
TOTAL ACTIVOS		65.490.653
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		31/12/2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES		
Pasivos por arrendamientos, Corrientes		7.663
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		351.143
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes		3.483.483
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes		1.765
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados		124.425
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		3.968.479
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		3.968.479
PASIVOS NO CORRIENTES		
Pasivos por arrendamientos, No Corrientes		4.105
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente		32.734.303
Pasivo por impuestos diferidos		2.251.473
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados		35.183
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		35.025.064
TOTAL PASIVOS		38.993.543

El detalle de los efectos presentados en el Estado Consolidado de Resultados Integrales es el siguiente:

Concepto	01/01/2020 al 31/12/2020 M\$	01/01/2019 al 31/12/2019 M\$
Efecto por división 2020 filial STS (1)	14.237.897	15.562.666
Efecto por división 2020 filial Activos de transmisión (1)	468.110	807.302
Efectos por división 2019 (2)	-	2.602.731
Totales	14.706.007	18.972.699

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

De acuerdo a lo indicado en Nota 1a.1, la Sociedad concretó el proyecto de división el 31 de diciembre de 2020, donde los activos y pasivos asociados al negocio de transmisión salen de la Sociedad con esa fecha, pero los resultados asociados a estos activos de transmisión son clasificados como operaciones discontinuadas según los siguientes detalles:

Ingresos y Gastos Filial STS

Ganancia	01/01/2020 31/12/2020	01/01/2019 31/12/2019
	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	32.643.534	36.003.031
Otros ingresos	1.219.032	1.001.556
Materias primas y consumibles utilizados	(445.833)	(541.544)
Gastos por beneficios a los empleados	(3.567.453)	(3.495.092)
Gasto por depreciación y amortización	(4.869.261)	(4.490.601)
Otros gastos, por naturaleza	(4.955.201)	(4.894.378)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	106.587	(105.878)
Otras ganancias (pérdidas)	2.997.733	56.833
Ingresos financieros	84.584	1.149.847
Costos financieros	(1.449.905)	(1.733.539)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	176.872	213.311
Diferencias de cambio	(376.826)	(28.191)
Resultados por unidades de reajuste	(2.972.239)	(2.936.017)
Ganancia antes de impuestos	18.591.624	20.199.338
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	(4.353.727)	(4.636.672)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	14.237.897	15.562.666
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas		
Ganancia	14.237.897	15.562.666

Ingresos y Gastos Activos de Transmisión

Ganancia	01/01/2020 31/12/2020	01/01/2019 31/12/2019
	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	1.122.654	1.574.189
Otros ingresos	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	-	-
Gasto por depreciación y amortización	(126.079)	(124.415)
Otros gastos, por naturaleza	(355.328)	(343.881)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-
Ingresos financieros	-	-
Costos financieros	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-
Diferencias de cambio	-	-
Resultados por unidades de reajuste	-	-
Ganancia antes de impuestos	641.247	1.105.893
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	(173.137)	(298.591)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	468.110	807.302
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	-	-
Ganancia	468.110	807.302

(2) División Saesa – Sociedad de Transmisión Austral S.A. (31 de diciembre 2019)

De acuerdo a lo indicado en Nota 1a.2, la Sociedad concretó el proyecto de división el 31 de diciembre de 2019, donde los activos y pasivos asociados al negocio de transmisión salen de la Sociedad con esa fecha, pero los resultados asociados a estos activos de transmisión son clasificados como operaciones discontinuadas según los siguientes detalles:

Ganancia	01/01/2020 al 30/09/2020	01/01/2019 30/09/2019
	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias		41.544.878
Otros ingresos		683.342
Materias primas y consumibles utilizados		(27.338.020)
Gastos por beneficios a los empleados		(1.151.117)
Gasto por depreciación y amortización		(3.590.062)
Otros gastos, por naturaleza		(1.394.341)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros		-
Otras ganancias (pérdidas)		-
Ingresos financieros		99.348
Costos financieros		(3.625.804)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación		-
Diferencias de cambio		(1.916.312)
Resultados por unidades de reajuste		397.637
Ganancia antes de impuestos	-	3.709.549
Gasto por impuestos, operaciones continuadas		(1.106.818)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	-	2.602.731
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas		
Ganancia	-	2.602.731

16 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1 Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente al año 2020 y 2019, es el siguiente:

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	42.919.122	6.550.238
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores		(94.068)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	42.919.122	6.456.170
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.174.558	2.969.567
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	2.174.558	2.969.567
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	45.093.680	9.425.737
Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujo de efectivo de otro resultado integral (impuesto corriente)	(94)	94
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(112.174)	(404.263)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(112.268)	(404.169)

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a la ganancia (pérdida) antes de impuesto al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

Conciliación de la ganancia contable multiplicada por las ganancias impositivas aplicables	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ganancia Contable antes de Impuesto	174.966.513	34.696.849
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(47.240.959)	(9.368.149)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	41.560.357	2.343.454
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(39.876.063)	(1.831.809)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	-
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(41.773)	(308.103)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	504.758	(261.130)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	2.147.279	(57.588)
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(45.093.680)	(9.425.737)
Tasa impositiva efectiva	25,77%	27,17%

16.2 Impuestos diferidos

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

Diferencias temporarias	Activos	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	762.968	645.403
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	2.505.684	2.122.876
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	350.437	375.046
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	163.214	144.085
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	863.977	3.512.319
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	69	630.869
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.028.564	976.684
Impuestos diferidos Arriendos	9.053	10.546
Impuestos diferidos otras provisiones	16.769	216.962
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	15.199	25.540
Total Impuestos Diferidos	5.715.934	8.660.330
Diferencias temporarias	Pasivo	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	20.074.022	43.617.541
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	251.611	746.673
Impuestos diferidos Arriendos	1.716	-
Total Impuestos Diferidos	20.327.349	44.364.214

Los impuestos diferidos se presentan en el balance como siguen:

Diferencias temporarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activo No Corriente	5.715.934	8.660.330
Pasivo No Corriente	20.327.349	44.364.214
Neto	(14.611.415)	(35.703.884)

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado Consolidado de Situación Financiera en el año 2020 y 2019, son los siguientes:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	13.296.597	45.580.184
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	4.531.084	9.675.556
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	404.263	-
Incremento (decremento) por división Saesa / STA	(6.661.955)	(8.640.053)
Incremento (decremento) por activos a disposición de los propietarios (Nota 15)	(2.807.850)	(2.251.473)
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	(101.809)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	8.660.330	44.364.214
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	431.203	4.636.202
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	112.174	-
Incremento (decremento) por división Saesa / Saesa Tx (Nota 1a.1)	(3.487.773)	(28.673.067)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	5.715.934	20.327.349

(*) Para el detalle de los efectos de la división se puede ver en nota 15.

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

La Sociedad y sus filiales están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

17 Otros Pasivos Financieros Corrientes y no Corrientes

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

Clases de préstamos que acumulan (devengan) Intereses	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos (*)	1.196.807	157.750.562	1.827.616	267.877.569
Derivados (**)	-	-	-	506.053
Totales	1.196.807	157.750.562	1.827.616	268.383.622

(*) Incluye efectos por división Sociedad filial STS.

(**) Ver nota 17.1

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

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2020								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	289.885	-	289.885	2.642.760	2.642.760	2.642.760	17.981.769	28.552.809	
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	447.276	447.276	-	-	-	51.839.678	71.660.381	
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	459.646	-	459.646	-	-	-	57.537.372	57.537.372	
Totales					749.531	447.276	1.196.807	2.642.760	9.249.661	9.249.661	127.358.819	157.750.562	

Segmento País	Moneda	Tipo de amortización	Tasa nominal	Garantía	31 de diciembre de 2019								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	Semestral	3,60%	Sin Garantía	282.302	-	282.302	-	2.573.628	2.573.628	20.012.851	27.733.735	
Chile	UF	Semestral	3,75%	Sin Garantía	-	435.578	435.578	-	-	6.434.085	56.800.971	69.669.141	
Chile	UF	Semestral	3,20%	Sin Garantía	447.623	-	447.623	-	-	-	55.993.667	55.993.667	
Chile	UF	Semestral	2,74%	Sin Garantía	-	662.113	662.113	-	-	-	114.481.026	114.481.026	
Totales					729.925	1.097.691	1.827.616	-	2.573.628	9.007.713	247.288.515	267.877.569	

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

Nombre Empresa Deudora	Tipo de Deuda	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2020								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE I/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	289.885	-	289.885	2.642.760	2.642.760	2.642.760	17.981.769	28.552.809	
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	447.276	447.276	-	-	-	51.839.678	71.660.381	
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	459.646	-	459.646	-	-	-	57.537.372	57.537.372	
Totales					749.531	447.276	1.196.807	2.642.760	9.249.661	9.249.661	127.358.819	157.750.562	

Nombre Empresa Deudora	Tipo de Deuda	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31 de diciembre de 2019								
					Corriente			No Corriente					
					Hasta 90 días	Más de 90 días a 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No Corriente		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
SAESA	BONO SERIE I/N°665	UF	3,60%	Sin Garantía	282.302	-	282.302	-	2.573.628	2.573.628	20.012.851	27.733.735	
SAESA	BONO SERIE L/N°397	UF	3,75%	Sin Garantía	-	435.578	435.578	-	-	6.434.085	56.800.971	69.669.141	
SAESA	BONO SERIE O/N°742	UF	3,20%	Sin Garantía	447.623	-	447.623	-	-	-	55.993.667	55.993.667	
STS	BONO SERIE A/N°923	UF	2,74%	Sin Garantía	-	662.113	662.113	-	-	-	114.481.026	114.481.026	
Totales					729.925	1.097.691	1.827.616	0	2.573.628	9.007.713	247.288.515	267.877.569	

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

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocado UF
SAESA	Emisión de Línea Serie J / N°665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000
SAESA	Emisión de Línea Serie L / N°397	Banco de Chile	29/09/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000
SAESA	Emisión de Línea Serie O / N°742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000
STS (*)	Emisión de Línea Serie A / N°923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000

(*) Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad filial STS no forma parte de la Consolidación.

17.1 Instrumentos derivados

La Sociedad y sus filiales, siguiendo su política de gestión de riesgos financieros, puede suscribir contratos de derivados para cubrir su exposición a la variación de tasas de interés y moneda (tipo de cambio).

Los derivados de moneda se utilizan para fijar la tasa de cambio de una moneda respecto de la moneda funcional de la Sociedad o sus filiales, producto de obligaciones existentes o futuras. Los derivados de tasas de interés son utilizados para fijar o limitar la tasa de interés variable de obligaciones financieras. Estos instrumentos corresponden normalmente a Cross Currency Swaps.

Los montos contabilizados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, son los siguientes:

Empresa	Instrumento de Cobertura	31/12/2020	31/12/2019	Subyacente Cubierto	Riesgo Cubierto	Tipo de Cobertura
		M\$	M\$			
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Cross Currency Swaps (*)	-	(506.053)	Flujo de UF	Riesgo de moneda	Flujo de caja
Totales		-	(506.053)			

(*) Presentado en la cuenta Otros Pasivos Financieros No Corrientes

18 Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales (*)	55.152.676	78.547.598
Otras cuentas por pagar	5.689.582	6.824.806
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.842.258	85.372.404

(*) Considera los efectos por división filial STS (M\$10.227.333).

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

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	32.085.426	41.161.017
Proveedores por compra de combustible y gas	344.597	205.170
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	1.968.619	2.910.469
Cuentas por pagar bienes y servicios	20.754.034	34.270.942
Dividendos por pagar a terceros	117.608	103.881
Cuentas por pagar instituciones fiscales	314.303	380.420
Otras cuentas por pagar	5.257.671	6.340.505
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.842.258	85.372.404

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

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2020				31/12/2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	8.347.986	40.434.818	6.369.872	55.152.676	9.643.475	58.263.520	10.640.603	78.547.598
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	8.347.986	40.434.818	6.369.872	55.152.676	9.643.475	58.263.520	10.640.603	78.547.598

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 2019, es el siguiente:

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2019	
		M\$	%
FINNING CHILE S.A.	91489000-4	1.153.714	2,09%
ENEL GENERACION CHILE S.A	91081000-6	1.148.698	2,08%
ZHONGLI SCIENCE AND TECHN	Proveedor Extranjero	950.124	1,72%
CAM CHILE S. A.	96543670-7	891.909	1,62%
TRANSELEC S. A.	76555400-4	866.675	1,57%
H Briones S.A.	92519000-4	673.355	1,22%
SAP CHILE LTDA.	76255466-6	639.814	1,16%
TELECOM Y ELECTRICIDAD S.	96524340-2	622.033	1,13%
IBM DE CHILE S.A.C	92040000-0	572.062	1,04%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		30.881.725	55,97%
Otros Proveedores		16.752.567	30,41%
Totales		55.152.676	100%

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2019	
		M\$	%
Enel Generación Chile S.A	91.081.000-6	1.527.351	1,94%
CAM Chile S. A.	96.543.670-7	1.162.901	1,48%
RHONA S.A.	92.307.000-1	1.133.946	1,44%
Banco de Chile (**)	97.004.000-5	1.083.430	1,38%
CGE S.A.	76.411.321-7	1.022.594	1,30%
BCI Factoring S.A. (**)	96.720.830-2	1.006.485	1,28%
Servicios Eléctricos Elecsa Ltda.	76.051.155-2	1.005.998	1,28%
COLBUN S.A.	96.505.760-9	995.304	1,27%
Telecomunicaciones y Electricidad S. A	96.524.340-2	801.870	1,02%
HMV CHILE	59.172.470-3	669.386	0,85%
Siemens S. A.	94.995.000-K	639.381	0,81%
DETROIT CHILE S.A.	81.271.100-8	631.278	0,80%
ACLARA METERS, S.L.	Proveedor Extranjero	623.339	0,79%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	566.057	0,72%
Peña, Spoerer y Compañía	96.877.150-7	552.829	0,70%
Banco del Estado de Chile (**)	97.030.000-7	494.640	0,63%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		25.518.968	32,49%
Otros Proveedores		39.111.841	49,79%
Totales		78.547.598	100%

(*) Compra de energía y peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico

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

19 Instrumentos Financieros

19.1 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	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	100.468.452	-	-	100.468.452
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	20.343.879	-	-	20.343.879
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.356.124	31.503.974	-	38.860.098
Totales	128.168.455	31.503.974	-	159.672.429

Activos financieros al 31/12/2019	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	105.451.711	-	-	105.451.711
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	17.561.223	-	-	17.561.223
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.252.475	20.404.416	-	27.656.891
Totales	130.265.409	20.404.416	-	150.669.825

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	158.947.369	-	158.947.369
Pasivos por Arrendamientos	1.377.426	-	1.377.426
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	60.842.258	-	60.842.258
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	46.293.260	-	46.293.260
Totales	267.460.313	-	267.460.313

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	269.705.185	-	269.705.185
Otros pasivos financieros, derivado	-	506.053	506.053
Pasivos por Arrendamientos	649.904	-	649.904
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	85.372.404	-	85.372.404
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	55.400.482	-	55.400.482
Totales	411.127.975	506.053	411.634.028

19.2 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.

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

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

Activos Financieros - al 31/12/2020		Valor Libro	Valor Justo
		M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:			
Efectivo en caja		2.819.664	2.819.664
Saldo en Bancos		4.536.460	4.536.460
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes		96.698.592	96.698.592

Pasivos Financieros - al 31/12/2020		Valor Libro	Valor Justo
		M\$	M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:			
Bonos		158.947.369	200.120.388
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		60.842.258	60.842.258

- a) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes, así como cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar principalmente asociados a venta de energía y peajes, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y, por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del 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.

20 Provisiones

20.1 Provisiones corrientes

20.1.1 Otras Provisiones corrientes

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

Otras provisiones corrientes	Provisiones	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	3.207.680	3.459.594
Totales	3.207.680	3.459.594

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios.

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 2020 y 2019, es el siguiente:

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2020	3.459.594
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	571.123
Provision no utilizada	(165.352)
Incremento en provisiones existentes	380.819
Provisión utilizada	(586.800)
División Saesa / Saesa Tx (Nota 1a.1)	(451.704)
Total movimientos en provisiones	(251.914)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	3.207.680

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	3.853.250
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	1.797.572
Provision no utilizada	(389.473)
Incremento en provisiones existentes	457.256
Provisión utilizada	(2.259.011)
Total movimientos en provisiones	(393.656)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	3.459.594

20.1.2 Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados

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

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Provisiones	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	1.297.914	1.389.061
Provisión por beneficios anuales	4.935.792	5.603.451
Totales	6.233.706	6.992.512

El detalle del movimiento de las provisiones durante el año 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	1.389.061	5.603.451	6.992.512
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	250.084	5.701.903	5.951.987
Provisión utilizada	(111.715)	(5.451.978)	(5.563.693)
División Saesa / Saesa Tx (Nota 1a.1)	(229.516)	(917.583)	(1.147.099)
Total movimientos en provisiones	(91.147)	(667.658)	(758.805)
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	1.297.914	4.935.793	6.233.707

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	1.288.719	5.796.881	7.085.600
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	1.185.097	5.772.004	6.957.101
Provisión utilizada	(1.029.379)	(5.634.694)	(6.664.073)
Traspaso a STA	(40.035)	(221.656)	(261.691)
Pasivos incluidos en grupo de activos para su disposición clasificados a disposición de los propietarios (ver nota 15)	(15.341)	(109.084)	(124.425)
Total movimientos en provisiones	100.342	(193.430)	(93.088)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	1.389.061	5.603.451	6.992.512

(*) Para el detalle de los efectos de la división se puede ver en nota 15.

20.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicio	9.707.671	9.695.094
Totales	9.707.671	9.695.094

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$661.355.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 11,2 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

AÑOS	M \$
1	661.355
2	686.246
3	551.452
4	471.636
5	441.292
6 a 10	3.135.231

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	9.695.094
Costo por intereses	316.429
Costo del servicio del año	1.181.856
Pagos en el año	(152.993)
Efecto actuarial del año	201.864
Variación actuarial por experiencia	289.059
División Saesa / Saesa Tx (Nota 1a.1)	(1.823.638)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	9.707.671

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	7.496.923
Costo por intereses	364.068
Costo del servicio del año	895.338
Traspaso a Pasivos no corrientes clasificados como mantenidos para venta (ver nota 15)	(35.183)
Traspaso por división a STA (ver nota 1)	(148.654)
Costo de períodos anteriores	(25.836)
Pagos en el año	(631.047)
Efecto actuarial del año	1.497.271
Efecto actuarial del año, traspaso por división a STA	38.419
Bonos antigüedad	243.795
Saldo al 31 de diciembre de 2019	9.695.094

(*) Para el detalle de los efectos de la división se puede ver en nota 15.

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

Gasto reconocido en el Estado Consolidado de Resultados Integrales	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Costo por intereses	316.429	364.068
Costo del servicio del año	1.194.062	895.338
Bonos antigüedad	-	243.795
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	1.510.491	1.503.201
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	201.864	1.497.271
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	1.712.355	3.000.472

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

Tasa de descuento (nominal)	3,21%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	RV H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

d) 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 un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	1.215.763	(1.018.373)

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 un 1 punto porcentual en la tasa esperada de incremento salarial genera los siguientes efectos:

Sensibilización esperada de incremento salarial	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos (disminución) / aumento de pasivo	(979.441)	1.144.781

20.3 Juicios y multas

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

20.3.1 Juicios

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

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	5861-2015	Impugnación de tasación de servidumbre Hombres Buenos (Scheininh y otros con SAESA) (*)	Pendiente Casación Corte Suprema	275.213
SAESA	Juzgado Policía Local de Llanquihue	70558-2016	Demanda por ley del consumidor (Perez con SAESA).	Pendiente en primera instancia	10.581
SAESA	Juzgado Cobranza Laboral Osorno	C-121-2016	Laboral/ ley Bustos (Care con Saesa).	Pendiente en primera instancia	50.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-832-2017	Indemnización de perjuicios extracontractual (Fuentealba con SAESA).	Rechazada demanda	80.000
SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-231-2017	Colectiva Consumidor Temporales Junio (SERNAC con SAESA).	Pendiente Casación Corte Suprema	77.928
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-2444-2018	Juicio Hacienda (Fisco con SAESA) Conexión Vial Ruta 5 y Ruta 7	Segunda instancia confirma sentencia	135.092
SAESA	1° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-2447-2018	Hacienda (Fisco con SAESA), Cruce Longitudinal Coinco	Acoge demanda. Pendiente sentencia Segunda instancia	10.280
SAESA	Juzgado de Letras de Victoria	C-143-2019	Indemnización perjuicios Regle con SAESA	Pendiente en primera instancia	110.000
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-1380-2019	Indemnización perjuicios Kristen con SAESA	Pendiente en primera instancia	98.432
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-1755-2019	Indemnización perjuicios fallecimiento Hector Ojeda (Barrientos y Otro con SAESA)	Pendiente en primera instancia	204.748
SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	C-3785-2019	Indemnización perjuicios (Weksler Luis con SAESA)	Pendiente en primera instancia	106.619
SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4666-2019	Indemnización de perjuicios Accidente Coil y Otros con SAESA	Pendiente en primera instancia	800.000
SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-4408-2019	Indemnización de perjuicios Incendio Stange con SAESA	Pendiente en primera instancia	89.600
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-2733-2019	Indemnización de perjuicios Accidente Alvarado con SAESA	Pendiente en primera instancia	144.732
SAESA	1° Juzgado Policía Local Osorno	4470-2020	Fredes Rodolfo con SAESA	Pendiente primera instancia	15.000
SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-814-2020	Indemnización perjuicios Miranda Johanna con SAESA	Pendiente primera instancia	204.748
SAESA	2° Juzgado de Policía Local de Osorno	5406-2020	Indemnización perjuicios Ley consumidor Gebauer Radomir y Otros con SAESA	Pendiente primera instancia	14.000
SAESA	Juzgado de Letras de Ancud	C-470-2020	Indemnización perjuicios Hernández José con SAESA	Pendiente primera instancia	228.067
EDELAYSEN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual. No traslado de Postación. (Constructora San Felipe con EDELAYSEN).	Se rechazan demanda San Felipe y Reconvencional de Edelayesen. Pendiente en primera instancia.	2.927.776
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2227-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio (SERNAC con EDELAYSEN)	Pendiente Casación Corte Suprema	76.916
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4386-2017	Hacienda. Ruta 7 Chaitén. (Fisco con EDELAYSEN)	Pendiente primera instancia. Sentencia acoge demanda.	26.854
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo de Rancagua	O-57-2019	Demanda Laboral Subsidiaria Tapia W. con Bufete Industrial Mantención y Otros Edelayesen) 20 demandados	Pendiente primera instancia	177.776
EDELAYSEN	Juzgado Letras de Chaitén	C-48-2020	Sumario Servidumbre Rodriguez Alonso con Edelayesen	Pendiente primera instancia	70.000

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

A continuación, se muestra un detalle de los Juicios que mantiene la filial STS al 31 de diciembre de 2020 y que fueron traspasados a la nueva Sociedad Saesa TX:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
STS	Juzgado Letras de Castro	C-2954-2017	Servidumbre. Reclamación tasación (Gefach con STS).	Pendiente Casación Corte Suprema	716.410
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C-1732-2020	Indemnización perjuicios Muerte electrocución Castillo con Sen. Construc. Rodriguez y Rodriguez Ltda. ENEX y STS	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en póliza 10003922	280.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1735-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrococción (Garcés Marcela y Otros con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en póliza 10003922	120.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1742-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrococción (Garcés D. Dillan con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en póliza 10003922	80.000
STS	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2954-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrococción (Mella Loyola Leopoldo con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en póliza 10003922	60.000
STS	2° Juzgado Civil de Osorno	C-3008-2020	Indemnización perjuicios Muerte Electrococción (Mella Solís Jorge con STS)	Pendiente en primera instancia. Caso cubierto en póliza 10003922	40.000
STS	Juzgado Tributario y Aduanero de los Lagos	RUC 20-9-0000729-K, RIT GR-12-00015-2020	Reclamación de Resolución N° 773200100406, IVA marzo y abril 2017 (STS con SII)	Pendiente dictación de sentencia definitiva.	283.403

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

20.3.2 Multas

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

Multas cursadas en 2020 y pendientes de resolución					
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
SAESA	REX 32376 de fecha 14.04.2020	SEC	Incumplir obligaciones de mantención	Recurso de Reposición	25.515
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
SAESA	Res. Ex. 7719/08/31 de fecha 31.03.2008	DIR. TRABAJO	Laborales.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	178
SAESA	Res. Ex. 954 de fecha 08.05.2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	20.412
SAESA	Res. Ex. 1428 de fecha 23.06.2015	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	15.309
SAESA	Res. 27023 de fecha 02.01.2019	SEC	Incumplir obligaciones de poda accidente Isla Tenglo	Pendiente Reposición	51.029
SAESA	Res. Ex. 27006 de fecha 28.12.2018	SEC	Índices 2015-2016	Reclamo de Ilegalidad	213.199
LUZ OSORNO	Res. Ex. 299 de fecha 04.02.2013	Vialidad	No solicitar permiso para atravesio.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	7.654
LUZ OSORNO	Res. Ex. 14.660 de fecha 04.08.2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.206
EDELAYSEN	Res. Ex.12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.206

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

A continuación se muestra un detalle de las Multas que mantiene la filial STS al 31 de diciembre de 2020. y que fueron traspasados a la nueva Sociedad Saesa TX

Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
STS	Res. Ex. 31.927 de fecha 24.02.2020	SEC	No mantener las instalaciones en buen estado Línea 66 kV Picarte- Corral	Recurso de Reposición	153.087
Multas pendientes de resolución de años anteriores					
STS	Res. Ex. 13.740 de fecha 31.05.2016	SEC	Falta de mantenimiento.	Recurso de Reposición	51.029
STS	Res. Ex. 24.250 de fecha 13.06.2018	SEC	Falla línea 66 KV Angol-Los Sauces.	Reclamo de Ilegalidad	30.617
STS	Res. Ex. 31.316 de fecha 13.12.2019	SEC	Falta de mantenimiento.	Reclamo de Ilegalidad	163.293

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

21 Otros Pasivos no Financieros

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

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No Corrientes	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (Obras FNDR)	27.587.765	29.841.660	-	-
Otras obras de terceros	6.651.120	7.165.847	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	-	370.778	-	8.444.308
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	65.722	2.278.957
Totales	34.238.885	37.378.285	65.722	10.723.265

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.17.2.

(*) Incluye participación en Eletrans II S.A. por M\$2.104.981 al 31 de diciembre de 2019. (ver Nota 36).

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

Clientes	Proyectos (*)	Corriente		No corriente		Fecha Liquidación
		31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$	
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	Tramo de línea 220 kV Antillanca-Barro Blanco	-	91.929	-	1.976.484	01/06/2042
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	S/E Antillanca	-	83.571	-	1.796.764	01/06/2042
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	Tramo de línea 110 kV Aihuapi – Antillanca.	-	23.102	-	1.039.962	01/06/2042
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	Licán-Pilmaiquén	-	27.537	-	640.008	01/12/2043
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	Tramo de línea 110 kV S/E Río Bonito - Aihuapi	-	47.223	-	480.437	01/08/2042
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	Correntoso-Capullo	-	16.371	-	417.222	01/06/2045
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	Casualidad-Licán	-	14.852	-	410.585	01/11/2046
Hidroensur, Hidronalca y Hidropalmar	S/E Río Bonito y Paño Aihuapi	-	17.397	-	377.482	01/08/2042
Hidro Ensenada e Hidrobonito	Otros proyectos	-	48.796	-	1.305.364	
Totales		-	370.778	-	8.444.308	

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por 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 SAESA asciende a M\$219.326.076 M\$286.022.834 al 31 de diciembre de 2019. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 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.

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

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2020, se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0048583810 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que significó un pago de M\$43.751.567. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 30 de mayo de 2020.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2019 se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,0025638122 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, lo que significó un pago total de M\$23.088.104. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2019.

22.1.3 Otras reservas

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

Al 31 de diciembre de 2020

	Saldo al 01 de enero de 2020	Reservas por diferencias de conversión	Reservas de cobertura	Reservas de pérdidas actuariales	Otras reversas	Saldo al 31 de diciembre de 2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reservas por diferencias de conversión, neta de impuestos diferidos	7.441.234	(2.245.789)	-	-	-	5.195.445
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuesto	(292.261)	-	-	-	-	(292.261)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	547.990	-	(254)	-	-	547.736
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neta de impuestos diferidos	(2.088.145)	-	-	146.047	-	(1.942.098)
Efecto División Saesa / STA (***) (ver nota 1a)	(5.418.446)	-	-	-	-	(5.418.446)
Otras reservas varias(**)	12.616.103	-	-	-	(16.381.202)	(3.765.099)
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	15.996	-	-	-	-	15.996
Efecto fusion filiales 31.05.2011 (*)	12.325.796	-	-	-	-	12.325.796
Totales	25.148.267	(2.245.789)	(254)	146.047	(16.381.202)	6.667.069

Otras reservas varias por M\$12.616.103, están compuestas por M\$1.001.277, que corresponden a revalorización del capital pagado hasta el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero). El valor de M\$11.614.826 corresponde al valor de Otras reservas resultante de la división de Los Lagos Ltda., en cuatro empresas, la continuadora legal Los Lagos, y Lagos II, Los Lagos III y Los Lagos IV. A Saesa (Ex Los Lagos II) se le asignaron las acciones que Los Lagos tenía en Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Antigua Saesa). Una vez determinado el patrimonio de cada compañía, se distribuyeron proporcionalmente a las cuentas de Capital Pagado y Otras reservas según PCGA anteriores, lo que fue aprobado por los socios en la escritura de división respectiva.

(*) El efecto por fusión al 31.05.2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$12.319.245 al 31 de mayo de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011. La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición. La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

(**) El valor M\$-16.381.202 corresponde al traspaso de Activos de Transmisión en la división de Saesa Distribución y Saesa Transmisión a diciembre de 2020.

(**) El Efecto División Saesa/STA por M\$5.418.446 está compuesto por Reservas por diferencias de conversión por M\$-5.195.445, Reserva de cobertura por M\$255.475 y Reservas de pérdidas actuariales por M\$32.474.

Al 31 de diciembre de 2019

	Saldo al 01 de enero de 2019	Reservas por diferencias de conversión	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	3.686.087	3.755.147	-	-	7.441.234
Reservas de cobertura negocios conjuntos, neta de impuesto	(292.261)	-	-	-	(292.261)
Reservas de cobertura, neta de impuesto	292.261		255.729	-	547.990
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neta de impuestos diferidos	(962.025)	-	-	(1.126.120)	(2.088.145)
Efecto División Saesa /STA (ver nota 1a)	-	(5.195.445)	-255.475	32.474	(5.418.446)
Otras reservas varias	12.616.103	-	-	-	12.616.103
Efecto Fusión STS y Sagesa (proforma)	15.996	-	-	-	15.996
Efecto fusión filiales 31.05.2011 (*)	12.325.796	-	-	-	12.325.796
Totales	27.681.957	(1.440.298)	254	(1.093.646)	25.148.267

22.1.4 Diferencias de conversión

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

Diferencias de conversión acumuladas	31/12/2020 M\$	31-12-2019 M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	-	-
Eletrans S.A.	-	770.953
Eletrans II S.A.	-	(32.077)
Eletrans III S.A.	-	4.159
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	-	1.235.603
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	-	266.775
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	-	376
Totales	-	2.245.789

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales o negocios conjuntos que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

22.1.5 Ganancias Acumuladas

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

	Utilidad líquida distributable acumulada	primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2020	111.757.968	4.053.089	115.811.057
Tranferencia División Saesa - Saesa Tx (ver nota 1a)	(133.920.922)	-	(133.920.922)
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	144.220.651	-	144.220.651
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(31.305.413)	-	(31.305.413)
Provisión dividendo mínimo del año	(43.266.196)	-	(43.266.196)
Saldo final al 31/12/2020	47.486.088	4.053.089	51.539.177

La utilidad distributable 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\$144.220.651.

	Utilidad líquida distributable acumulada	primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2019	96.995.339	4.053.089	101.048.428
Tranferencia División Saesa-STA (ver nota 1a)	(4.998.732)	-	(4.998.732)
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	43.751.567	-	43.751.567
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	(11.544.052)	-	(11.544.052)
Provisión dividendo mínimo del año	(12.446.154)	-	(12.446.154)
Saldo final al 31/12/2019	111.757.968	4.053.089	115.811.057

La utilidad distributable 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\$43.751.567.

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 y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 35.

22.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y de resultados al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019, es el siguiente:

Rut	Interés Minoritario	Participación en filiales		Patrimonio de filiales		Resultado de filiales		Participaciones no controladoras (Patrimonio)		Participaciones no controladoras (Ganancia / Pérdida)	
		31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
		%	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	6,7627	6,7627	88.855.430	85.198.816	5.233.345	4.703.738	6.009.004	5.761.719	353.915	318.099
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	0,5440	0,5440	150.119.752	152.417.268	-	15.562.647	-	829.078	-	84.654
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	0,1046	0,1046	18.196.580	17.135.840	4.086.319	3.981.093	19.033	17.924	4.274	4.164
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	49,9000	49,9000	24.936.370	25.747.598	-	170.997	-	12.848.052	-	85.327
Totales								6.028.037	19.456.773	358.189	492.244

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	292.313.971	263.664.798
Distribución	265.431.977	246.815.738
Residencial	111.984.462	93.542.466
Comercial	79.397.556	81.913.793
Industrial	29.354.376	29.200.814
Otros	44.695.583	42.158.665
Generación y Comercialización	26.881.994	16.849.060
Otros ingresos	5.003.800	4.167.963
Apoyos	413.108	339.918
Arriendo medidores	671.968	611.406
Cargo por pago fuera de plazo	3.084.536	2.316.064
Otros	834.188	900.575
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	297.317.771	267.832.761

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	18.613.196	17.115.609
Venta de materiales y equipos	12.080.805	14.472.797
Arrendamientos	710.696	681.757
Intereses créditos y préstamos	205.999	319.452
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	7.404.932	10.526.491
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	2.355.272	2.162.771
Otros Ingresos	981.421	768.559
Total Otros ingresos, por naturaleza	42.352.321	46.047.436

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\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de Energía Distribución	265.431.977	246.815.738
Generación y Comercialización	26.881.994	16.849.060
Otros ingresos	5.003.800	4.167.963
Total Ingresos reconocidos en a lo largo del tiempo	297.317.771	267.832.761
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total ingresos por actividades ordinarias	297.317.771	267.832.761
Otros ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
M\$	M\$	M\$
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Arrendamientos	710.696	681.757
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	2.355.272	2.162.771
Otros Ingresos	981.421	768.559
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	4.047.389	3.613.087
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	12.080.805	14.472.797
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	7.404.932	10.526.491
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	19.485.737	24.999.288
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	18.613.196	17.115.609
Intereses créditos y préstamos	205.999	319.452
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	18.819.195	17.435.061
Total otros ingresos, por naturaleza	42.352.321	46.047.436

24 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\$	M\$
Compras de energía y peajes	184.056.418	161.968.873
Combustibles para generación y materiales	24.390.529	29.638.999
Totales	208.446.947	191.607.872

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	20.735.803	19.228.881
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	2.755.674	3.162.672
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	1.347.851	1.703.053
Activación costo de personal	(4.177.406)	(4.146.093)
Totales	20.661.922	19.948.513

26 Gasto por Depreciación, Amortización

El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por el año terminado 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	14.277.234	13.121.632
Amortizaciones de Intangibles	638.857	930.730
Amortización por derechos de uso	447.082	442.027
Totales	15.363.173	14.494.389

27 Ganancia (Pérdida) por deterioro

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

Ganancias (Pérdida) por deterioro	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	5.434.427	1.707.825
Totales	5.434.427	1.707.825

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	13.422.369	11.592.929
Sistema generación	1.403.706	1.582.160
Mantención medidores, ciclo comercial	9.155.691	8.188.148
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.078.585	1.471.928
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	630.871	132.587
Provisiones y castigos	299.745	374.402
Gastos de administración	10.908.267	9.650.938
Egresos por construcción de obras a terceros	13.210.172	11.424.601
Otros gastos por naturaleza	2.044.358	1.570.333
Totales	52.153.764	45.988.026

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	278.106	326.046
Otros ingresos financieros	494.275	758.992
Total Ingresos financieros	772.381	1.085.038
Gastos por préstamos bancarios	(440.782)	(199.782)
Gastos por bonos	(5.732.597)	(5.638.326)
Otros gastos financieros	(622.741)	(1.290.411)
Activación gastos financieros	1.057.547	523.889
Total costos financieros	(5.738.573)	(6.604.630)
Resultado por unidades de reajuste	(3.504.098)	(4.397.516)
Diferencias de cambio	(2.494.643)	2.726.308
Positivas	2.056.104	2.810.145
Negativas	(4.550.747)	(83.837)
Total resultado financiero	(10.964.933)	(7.190.800)

30 Otras ganancias (pérdidas)

Otras ganancias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Ingresos por Enajenación Activo Fijo	62.436	603.706
Egresos por Enajenación Activo Fijo	(73.523)	(320.473)
Otros Ingresos Fuera de la Operación (*)	149.196.190	-
Otros Egresos (**)	(1.467.867)	(15)
Totales	147.717.236	283.218

(*) Corresponde a la ganancia por venta del 100% de su participación en el negocio conjunto Grupo Eletrans por M\$149.196.189 y ganancia por venta de un 50% de participación que mantenía STS sobre STC por M\$2.968.411(ver nota 37).

(**) Incluye egresos por M\$ 1.360.546 asociado a esta operación de venta (Eletrans).

31 Información por Segmento

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

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

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

No obstante lo anterior, el informe de gestión también incluye un detalle desagregado según empresa, que permite visualizar de mejor manera los costos, y para efectos de consistencia para consolidación trata las participaciones en filiales en una sola línea a valor patrimonial proporcional, según el siguiente detalle:

ACTIVOS	SAESA		LUZ OSORNO		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES										
Efectivo y equivalentes al efectivo	37.474.460	25.169.074	527.788	530.133	857.850	906.076	-	-	38.860.098	27.656.891
Otros activos no financieros corrientes	356.955	189.790	17.161	4.310	214.937	121.645	-	-	589.053	584.724
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	80.356.129	72.480.619	6.735.858	7.091.628	9.606.605	6.252.582	-	-	96.698.592	97.771.728
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	10.591.136	11.777.766	785	-	27.827	19.229	(5.767.018)	(11.692.036)	4.852.730	3.220.442
Inventarios corrientes	22.453.688	16.483.821	99.017	97.339	2.408.585	2.216.269	-	-	24.961.290	20.865.219
Activos por Impuestos corrientes, corriente	93.362	93.362	388.302	379.728	3.126.528	1.447.051	-	-	3.608.192	6.160.919
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.	151.325.730	126.194.432	7.768.911	8.103.138	16.242.332	10.962.852	(5.767.018)	(11.692.036)	169.569.955	156.259.923
Activos No Corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios							-	65.490.653	-	65.490.653
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	151.325.730	126.194.432	7.768.911	8.103.138	16.242.332	10.962.852	(5.767.018)	53.798.617	169.569.955	221.750.576
ACTIVOS NO CORRIENTE										
Otros activos no financieros, no Corrientes	507	507	-	-	1.059	1.059	-	-	1.566	1.566
Cuentas por cobrar no corrientes	3.290.118	6.309.511	91.310	149.880	388.432	605.556	-	-	3.769.860	7.679.983
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	15.491.149	15.090.538	-	2.010.000	14.171.376	17.661.692	(14.171.376)	(34.331.167)	15.491.149	14.340.781
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	101.023.973	254.748.414	-	-	-	-	(101.023.973)	(261.042.750)	-	8.908.504
Activos intangibles distintos de la plusvalía	2.743.780	3.976.617	510.166	510.166	146.757	146.807	-	-	3.400.703	38.994.314
Plusvalía	108.306.883	174.416.006	-	-	-	-	-	-	108.306.883	174.416.006
Propiedades, planta y equipo	242.569.086	207.632.791	22.833.149	19.721.320	80.656.465	73.806.044	-	-	346.058.700	541.318.334
Propiedades, planta y equipo	1.298.004	552.656	-	-	52.249	58.189	-	-	1.350.253	610.845
Activos por impuestos diferidos	4.977.048	4.470.262	331.827	271.225	407.059	365.454	-	-	5.715.934	8.660.330
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	479.700.548	667.197.302	23.766.452	22.662.591	95.823.397	92.644.801	(115.195.349)	(295.373.917)	484.095.048	794.930.663
TOTAL ACTIVOS	631.026.278	793.391.734	31.535.363	30.765.729	112.065.729	103.607.653	(120.962.367)	(241.575.300)	653.665.003	1.016.681.239

PATRIMONIO	SAESA		LUZ OSORNO		EDELAYSEN		ELIMINACIONES		TOTALES SAESA	
	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	1.196.807	1.165.503	-	-	-	-	-	-	1.196.807	1.827.616
Pasivos por Arrendamientos, Corrientes	405.464	285.403	-	-	15.056	22.967	-	-	420.520	308.370
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	52.235.117	60.707.442	2.976.203	3.938.827	5.630.938	4.676.596	-	-	60.842.258	85.372.404
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	45.269.712	15.361.050	3.434.327	3.081.351	2.992.239	1.585.573	(5.767.018)	(11.692.282)	45.929.260	15.622.497
Otras provisiones corrientes	2.563.698	2.612.572	237.837	292.597	406.145	288.677	-	-	3.207.680	3.459.594
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	27.205.900	4.288.907	1.050.107	1.075.785	607.311	2.126	-	-	28.863.318	7.001.773
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	5.504.822	5.167.410	199.647	188.227	529.237	557.572	-	-	6.233.706	6.992.512
Otros pasivos no financieros corrientes	28.589.372	31.969.283	2.604.804	2.809.698	3.044.709	1.871.103	-	-	34.238.885	37.378.285
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	162.970.892	121.557.570	10.502.925	11.386.485	13.225.635	9.004.614	(5.767.018)	(11.692.282)	180.932.434	157.963.051
Pasivos incluidos en grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta								38.993.543	-	38.993.543
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	162.970.892	121.557.570	10.502.925	11.386.485	13.225.635	9.004.614	(5.767.018)	27.301.261	180.932.434	196.956.594
PASIVOS NO CORRIENTES										
Pasivos por Arrendamientos, No Corrientes	926.068	304.590	-	-	30.838	36.944	-	-	956.906	341.534
Otros pasivos financieros no corrientes	157.750.562	153.902.596	-	-	-	-	-	-	157.750.562	268.383.622
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	14.171.376	73.359.395	364.000	-	-	-	(14.171.376)	(33.581.410)	364.000	39.777.985
Pasivo por impuestos diferidos	8.737.327	7.599.917	2.214.671	2.036.874	9.375.351	8.869.802	-	-	20.327.349	44.364.214
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	8.904.454	7.548.873	256.263	205.714	546.954	467.207	-	-	9.707.671	9.695.094
Otros pasivos no financieros no corrientes	33.277	2.136.635	924	816	31.521	30.270	-	-	65.722	10.723.265
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	190.523.064	244.852.006	2.835.858	2.243.404	9.984.664	9.404.223	(14.171.376)	(33.581.410)	189.172.210	373.285.714
TOTAL PASIVOS	353.493.956	366.409.576	13.338.783	13.629.889	23.210.299	18.408.837	(19.938.394)	(6.280.149)	370.104.644	570.242.308
TOTAL PATRIMONIO NETO	277.532.322	426.982.158	18.196.580	17.135.840	88.855.430	85.198.816	(101.023.973)	(261.042.749)	283.560.359	446.438.931
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	631.026.278	793.391.734	31.535.363	30.765.729	112.065.729	103.607.653	(120.962.367)	(267.322.898)	653.665.003	1.016.681.239

Estado Resultados Integrales	SAESA		LUZ OSORNO		EDELAYSEN		ELIMINACIÓN		SAESA CONSOLIDADO	
	01/01/2020 al	01/01/2019 al	01/01/2020 al	01/01/2019 al	01/01/2020 al	01/01/2019 al	01/01/2020 al	01/01/2019 al	01/01/2020 al	01/01/2019 al
Ganancia (Pérdida)	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	250.653.093	240.811.909	21.342.518	20.196.478	26.444.814	23.654.913	-1.122.654	-16.830.539	297.317.771	267.832.761
Otros ingresos	37.748.946	40.492.507	2.297.499	2.489.877	2.305.876	3.065.052	-	-	42.352.321	46.047.436
Materias primas y consumibles utilizados	(186.205.854)	(184.824.741)	(13.104.072)	(12.979.067)	(9.137.021)	(9.060.414)	-	15.256.350	(208.446.947)	(191.607.872)
Gastos por beneficios a los empleados	(17.089.222)	(16.330.242)	(874.064)	(794.008)	(2.698.636)	(2.824.263)	-	-	(20.661.922)	(19.948.513)
Gasto por depreciación y amortización	(11.548.522)	(10.747.081)	(1.028.892)	(941.943)	(2.911.838)	(2.929.780)	126.079	124.415	(15.363.173)	(14.494.389)
Otros gastos, por naturaleza	(42.491.611)	(37.293.238)	(2.825.984)	(2.511.774)	(7.191.497)	(6.526.895)	355.328	343.881	(52.153.764)	(45.988.026)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(4.725.277)	(1.494.339)	(302.545)	(88.455)	(406.605)	(125.031)	-	-	(5.434.427)	(1.707.825)
Otras ganancias (pérdidas)	147.707.888	290.520	4.350	(7.577)	4.998	275	-	-	147.717.236	283.218
Ingresos financieros	711.779	2.111.228	24.123	42.793	245.445	627.959	-208.966	-1.696.942	772.381	1.085.038
Costos financieros	(5.931.180)	(8.035.939)	(11.704)	(9.505)	(4.655)	(3.112)	208.966	1.443.926	(5.738.573)	(6.604.630)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	9.565.826	25.311.440	-	-	-	-	-8.961.475	-23.840.581	604.351	1.470.859
Diferencias de cambio	(2.489.803)	2.731.639	(214)	4	(4.626)	(5.335)	-	-	(2.494.643)	2.726.308
Resultados por unidades de reajuste	(3.583.075)	(4.458.612)	10.661	19.917	68.316	41.179	-	-	(3.504.098)	(4.397.516)
Ganancia antes de impuestos	172.322.988	48.565.051	5.531.676	5.416.740	6.714.571	5.914.548	-9.602.722	-25.199.490	174.966.513	34.696.849
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	(42.340.234)	(7.077.871)	(1.445.357)	(1.435.647)	(1.481.226)	(1.210.810)	173.137	298.591	(45.093.680)	(9.425.737)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	129.982.754	41.487.180	4.086.319	3.981.093	5.233.345	4.703.738	-9.429.585	-24.900.899	129.872.833	25.271.112
Ganancia (pérdida) Procedente de Operaciones Discontinuas	14.237.897	2.264.387					-	15.901.010	14.706.007	18.972.699
Ganancia (pérdida)	144.220.651	43.751.567	4.086.319	3.981.093	5.233.345	4.703.738	(9.429.585)	(8.999.889)	144.578.840	44.243.811

32 Medio Ambiente

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

Empresa que efectúa el desembolso	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Saesa	Evaluación plan de manejo	Inversión	39.929	10.149
Saesa	Asesorías medioambientales	Costo	6.710	7.431
Saesa	Gestión de residuos	Costo	9.004	13.594
Saesa	Reforestaciones	Inversión	69.786	59.573
Saesa	Otros gastos medioambientales	Costo	1.228	1.772
STS	Evaluación plan de manejo	Inversión	-	1.526
STS	Gestión de residuos	Costo	-	59
STS	Reforestaciones	Inversión	-	777
STS	Otros gastos medioambientales	Costo	-	852
STS	Proyectos de inversión	Inversión	-	579.471
Edelaysen	Evaluación plan de manejo	Inversión	8.083	-
Edelaysen	Asesorías medioambientales	Inversión	-	2.037
Edelaysen	Gestión de residuos	Costo	41.458	40.203
Edelaysen	Reforestaciones	Costo	1.925	5.827
Edelaysen	Otros gastos medioambientales	Inversión	140	468
Edelaysen	Proyectos de inversión	Inversión	-	1.103
STC	Proyectos de inversión	Inversión	-	626.136
Totales			178.263	1.350.978

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

33 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del FNDP (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:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos		Total M\$	2021	2022	2023	2024	2025
	Nombre	Relación	Tipo de garantía	Moneda						
Gobierno Regional de Aysén	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.292.696	442.485	1.850.211	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.317.818	1.317.818	-	-	-	-
Director de Vialidad	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	178.666	74.187	104.479	-	-	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysén	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	37.501	-	21.803	15.698	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	LUZ OSORNO	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.974.890	1.963.745	1.011.145	-	-	-
Director de Vialidad	LUZ OSORNO	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	854.436	595.506	217.388	41.542	-	-
Director de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.325	1.325	-	-	-	-
Gobierno Regional de Aysén	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	45.283	45.283	-	-	-	-
Gobierno Regional de la Araucanía	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	184.517	111.415	73.102	-	-	-
Gobierno Regional de los Ríos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	14.415.557	9.835.054	2.433.900	2.146.603	-	-
Gobierno Regional de Magallanes y Antártica Chilena	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	38.632	38.632	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Arica	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	218.120	-	-	-	218.120	-
Ilustre Municipalidad de Cabrero	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	83.641	-	83.641	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Garahue	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	26.902	-	-	-	-	26.902
Ilustre Municipalidad de Codegua	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	8.787	8.787	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Coihueco	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	14.391	-	-	-	-	14.391
Ilustre Municipalidad de Gollipuli	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	31.891	-	-	-	-	31.891
Ilustre Municipalidad de Futrono	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.893	2.893	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Lautaro	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	14.151	-	-	-	-	14.151
Ilustre Municipalidad de Lebu	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	32.920	-	-	-	-	32.920
Ilustre Municipalidad de Mulchen	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	59.091	-	59.091	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Penco	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	38.743	-	-	-	-	38.743
Ilustre Municipalidad de Portezuelo	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	7.789	-	-	-	-	7.789
Ilustre Municipalidad de Purranque	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.478	1.652	826	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Putre	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	3.697	-	-	-	3.697	-
Ilustre Municipalidad de Ranquil	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.772	-	-	-	-	1.772
Ilustre Municipalidad de Saavedra	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	7.862	-	-	-	-	7.862
Ilustre Municipalidad de San Juan de la Costa	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	50.872	50.872	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de San Nicolás	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	13.433	-	-	-	-	13.433
Ilustre Municipalidad de Tirúa	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	10.935	-	-	-	-	10.935
Ilustre Municipalidad de Yungay	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	6.760	-	-	-	-	6.760
Ministerio de Bienes Nacionales	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.741	-	-	2.741	-	-
Municipalidad de Ancud	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	86.684	-	-	86.684	-	-
Municipalidad de Cochrano	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	10.505	10.505	-	-	-	-
Municipalidad de Fresia	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	37.922	37.922	-	-	-	-
Municipalidad de Mejillones	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	45.825	-	-	-	-	45.825
Gobierno Regional de Los Lagos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	11.796.640	11.796.640	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Aysén	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	4.262	4.262	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puyehue	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	9.671	9.671	-	-	-	-
Ga. Petrolero de Chile Copec S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	8.320	8.320	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Mafil	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	917	-	-	-	-	-
Gobierno Regional de Los Lagos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	6.158.917	3.435.058	2.370.101	353.758	-	-
Ilustre Municipalidad de Quellón	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	208.964	-	208.964	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Lonquimay	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	7.297	7.297	-	-	-	-
Municipalidad de Puyehue	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	881	881	-	-	-	-
Servicio de Vivienda y Urbanización XI Región	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	3.463	3.463	-	-	-	-
Municipalidad del Carmen	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	200	200	-	-	-	-
Municipalidad de Purranque	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.530	2.530	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Laja	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	200	200	-	-	-	-
Municipalidad de Melipuco	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.400	2.400	-	-	-	-
Subsecretaría del Medio Ambiente	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.000	1.000	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Corral	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.000	2.000	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Hualaihué	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.000	2.000	-	-	-	-
Servicio Nacional de Capacitación y Empleo	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	300	300	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Romeral	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.000	1.000	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Puerto Natales	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.500	1.500	-	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Cochrano	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	28.981	28.981	-	-	-	-
Asoc. De Municipalidades Cordillera de la Costa Comuna de Corral y La Unión	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	11.388	11.388	-	-	-	-
Director de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	2.516.622	1.832.975	663.036	20.611	-	-
Director Regional de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	279.151	228.994	47.977	2.180	-	-
Ilustre Municipalidad de Codegua	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.897	8.897	-	-	-	-
SERVU Región de los Lagos	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	4.584	2.326	2.258	-	-	-
Transruatayo S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	5.245	-	5.245	-	-	-
Ilustre Municipalidad de Coyhaique	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	8.427	8.427	-	-	-	-
Mantos Copper S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	18.475	-	-	18.475	-	-
Director Regional de Vialidad Región de La Araucanía	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	33.838	33.838	-	-	-	-
Director de Vialidad	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	107.764	107.764	-	-	-	-
Ministerio de Energía	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	2.031.937	1.305.119	726.818	-	-	-
Coordinador Independiente del Sist. Eléctrico Nacional	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	294.259	294.259	-	-	-	-
Wasion Group Limited	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	39.935	39.935	-	-	-	-
Totales					46.764.091	33.720.623	9.879.985	2.688.292	221.817	253.374

34 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$10.636.207 (M\$13.019.241 al 31 de diciembre de 2019).

35 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.

Debido al proceso de restructuración realizado por la empresa, para efectos del cálculo de los compromisos y restricciones de la Sociedad, la consolidación y cálculos se realizaron considerando a los activos transferidos como parte integrante de la empresa hasta el momento de su traspaso efectivo.

Por otro lado, a solicitud de la CMF, se realizó una apertura de la cuenta "Otros Gastos por Naturaleza", incluyendo una partida referida a "pérdidas por deterioro de valor (incluyendo reversiones de pérdidas por deterioro de valor o ganancias por deterioro de valor) determinados de acuerdo con la Sección 5.5 de la NIIF 9", la cual antes de esta modificación se encontraba contenido dentro de la misma. De acuerdo a lo anteriormente expuesto, este cambio no genera ningún efecto en la información de base de los estados financieros intermedios ni constituye modificación alguna en las políticas contables de la Sociedad y determinación/cálculo de los compromisos y restricciones, constituyendo sólo una apertura dentro del Estado de Resultados Integrales.

De este modo, esta partida fue incluida por la Sociedad para la determinación de covenants e índices financieros, no afectando los cálculos actuales de covenants y continuando consistentemente con los cálculos realizados en años anteriores, dando cumplimiento a los contratos de deuda firmados por la Sociedad.

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 J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2011, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2011 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2011, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2011, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como "Deuda Financiera Neta" la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los "Activos de Cobertura", que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor, y como "EBITDA" la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 2,98.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 7,94.

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

Bono Serie L

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2011, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2011, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012. Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 397.

Con fecha 20 de diciembre de 2012, la Sociedad efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA no superior a 3,50, el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas Instrumentos Derivados incluidos en la partida Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros de la Sociedad; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza.

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 2,98.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. . Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 7,94.

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

Bono Serie O

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 26 de octubre de 2012, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 30 de noviembre de 2012 y 12 de septiembre de 2014, y complementado por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie O fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 742.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie O, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

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

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

definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2020 este indicador es de 2,94.

- 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 7,94.

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.

36 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que componen el Grupo al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es la siguiente:

31/12/2020 (*)											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES	ACTIVOS NO CORRIENTES	PASIVOS CORRIENTES	PASIVOS NO CORRIENTES	INGRESOS ORDINARIOS	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	RESULTADO INTEGRAL TOTAL
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	16.242.332	95.823.397	13.225.635	9.984.664	-	-	(6.728)
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	7.768.911	23.766.452	10.502.925	2.835.858	-	-	4.078.128

31/12/2019 (**)											
RUT	NOMBRE	PAÍS ORIGEN	RELACIÓN DE LA NATURALEZA	TIPO MONEDA	ACTIVOS CORRIENTES	ACTIVOS NO CORRIENTES	PASIVOS CORRIENTES	PASIVOS NO CORRIENTES	INGRESOS ORDINARIOS	GANANCIA (PÉRDIDA) NETA	RESULTADO INTEGRAL TOTAL
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.683.400-9	SISTEMA DE TRANSMISION DEL SUR S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	88.182.435	277.661.930	27.706.664	150.367.491	36.003.031	15.647.994	17.292.440
88.272.600-2	EMPRESA ELECTRICA DE AISEN S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	10.962.852	92.644.801	9.004.614	9.404.223	23.654.913	4.703.738	4.682.103
96.531.500-4	COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.	CHILE	FILIAL	PESO CHILENO	8.103.138	22.662.591	11.386.485	2.243.404	20.196.478	3.981.093	3.955.867
76.440.111-5	SISTEMA DE TRANSMISION DEL CENTRO S.A.	CHILE	FILIAL	DÓLAR	5.252.820	60.238.078	4.718.236	35.025.064	3.739.508	170.997	1.910.678

(*) Al 31 de diciembre de 2020, no se presenta la información financiera de STC, ya que STS vendió el 01 de junio 2020 el 50% de su participación en STC a la sociedad STA.

(**) Al 31 de diciembre de 2019 los saldos de STC se encuentran clasificados en Activos no corrientes mantenidos para la venta (ver nota 15).

Al 31 de diciembre se ha dado efecto al proyecto de división para lo cual los activos de transmisión de la Sociedad y su participación en la filial STS fueron asignados a la nueva sociedad Saesa TX.

37 Inversiones contabilizadas usando el método de la participación

Este rubro está compuesto por las inversiones que mantiene la Sociedad en Negocios Conjuntos y asociadas relacionadas al Grupo, las cuales son contabilizadas usando el método de la participación.

Los saldos de la inversión al 31 de diciembre del 2020 son M\$0 (M\$8.908.504 al 31 de diciembre del 2019) y resultados al 31 de diciembre del 2020 de M\$604.351 (M\$1.470.859 al 31 de diciembre del 2019).

A continuación, se presenta un detalle de las Asociadas contabilizadas por el método de la participación, al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre de 2019:

NOMBRE	Porcentaje participación 31/12/2020	Patrimonio filial	Resultado filial	Participación Patrimonio 31/12/2020	Participación Resultado 31/12/2020	Clasificación Activo 31/12/2020
	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
STN	0,00%	-	-	-	-	-
SATT	0,00%	-	-	-	-	-
Totales				-	-	-

NOMBRE	Porcentaje participación 31/12/2019	Patrimonio filial	Resultado filial	Participación Patrimonio 31/12/2019	Participación Resultado 31/12/2019	Clasificación Activo 31/12/2019
	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
STN	10,00%	23.011.710	-	2.301.172	-	2.301.172
SATT	0,10%	2.122.095	-	2122	-	2.122
Totales				2.303.294	-	2.303.294

A continuación, se presenta un detalle de esta operación:

Conciliación Venta STC	01/06/2020 M\$
Precio pagado por la Venta	14.089.131
Rebaja Inversión (Activo)	(13.759.519)
Reverso Ajustes de conversión	2.225.783
Diferencias de Cambio	413.016
Ingreso Neto por Venta (ver nota 29)	2.968.411

Cabe mencionar que como la venta de la filial (a la fecha Asociada) se realizó a una sociedad relacionada, la utilidad reconocida por la Sociedad es eliminada para efectos consolidados de la matriz de la Sociedad Inversiones Eléctricas del Sur S.A.

A continuación, se presenta un detalle de los negocios conjuntos contabilizadas por el método de la participación, al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

NOMBRE	Porcentaje participación 31/12/2020	Patrimonio filial	Resultado filial	Participación Patrimonio 31/12/2020	Participación Resultado 31/12/2020	Clasificación Activo 31/12/2020	Pasivo 31/12/2020
	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Eletrans S.A.	0%	-	-	-	927.563	-	-
Eletrans II S.A.	0%	-	-	-	(245.925)	-	-
Eletrans III S.A.	0%	-	-	-	(77.287)	-	-
Totales				-	604.351	-	-

NOMBRE	Porcentaje participación 31/12/2019	Patrimonio filial	Resultado filial	Participación Patrimonio 31/12/2019	Participación Resultado 31/12/2019	Clasificación Activo 31/12/2019	Pasivo (*) 31/12/2019
	%	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Eletrans S.A.	50%	11.906.158	3.743.496	5.953.080	1.871.748	5.953.080	-
Eletrans II S.A.	50%	(4.209.962)	(666.588)	(2.104.981)	(333.294)	-	(2.104.981)
Eletrans III S.A.	50%	1.304.260	(135.188)	652.130	(67.594)	652.130	-
Totales				4.500.229	1.470.860	6.605.210	(2.104.981)

(*) Se presenta en Nota 21, Otros pasivos no financieros no corrientes.

Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), son accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión nacional que le fueron adjudicados a un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

Venta Negocios Conjuntos (Eletrans)

Con fecha 14 de octubre de 2019, la Sociedad acordó la venta de su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. (en adelante, las “Sociedades Eletrans”) en cada una de las cuales mantiene un 50% de participación accionaria, a la sociedad Chilquinta Energía S.A. (en adelante, “Chilquinta”), titular del 50% de la participación accionaria restante. Para estos efectos, suscribió con Chilquinta un documento privado en idioma inglés denominado Purchase and Sale Agreement, a través del cual se regularon los términos y condiciones bajo los cuales se materializaría la compraventa de dichas acciones (la “Compraventa de Acciones”), condiciones que se cumplieron durante el año 2020.

La materialización de la venta de las acciones en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. a Chilquinta Energía S.A. estaba sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones suspensivas copulativas, entre las cuales se encontraban ciertas autorizaciones de entidades gubernamentales de conformidad a la regulación aplicable, a saber, la Comisión Nacional de Energía y la Fiscalía Nacional Económica. Adicionalmente, dicha venta estaba sujeta a la efectiva materialización de la venta del grupo empresarial al que pertenecía Chilquinta por parte de Sempra Energy International Holdings N.V. a la compañía china State Grid International Development Limited y, por lo tanto, a los plazos y autorizaciones que dicha transacción involucraba. Dentro de esas autorizaciones destacan permisos que debían ser otorgadas por las autoridades chinas, las cuales se materializaron recién en junio del año 2020.

Considerando las distintas condiciones copulativas mencionadas en el párrafo anterior, es que la Sociedad no clasificó estas inversiones en la categoría de Activos no corrientes mantenidos para la venta y Operaciones Discontinuas en los Estados Financieros al 31 de diciembre 2019. En los Estados Financieros al 31 de marzo 2020, a pesar de que el proceso de compraventa seguía avanzando, todavía no se obtenían las autorizaciones correspondientes y como elemento de juicio adicional, la situación de la Pandemia que afectó principalmente al país del comprador y sus entidades gubernamentales, generó incertidumbre en la Sociedad sobre la efectiva autorización y concreción del negocio principal, razón por la cual tampoco se reclasificaron las inversiones en las sociedades Eletrans dentro de la categoría Activos no corrientes mantenidos para la venta y Operaciones Discontinuas.

Habiéndose cumplido las condiciones para el cierre de la Compraventa de las Acciones, esta se efectuó con fecha 24 de junio de 2020. En virtud de lo anterior, Chilquinta adquirió la totalidad de la participación accionaria de SAESA en las Sociedades Eletrans a un precio de US\$187.478.642,74. Adicionalmente, Chilquinta adquirió la totalidad de los créditos otorgados por parte de nuestra matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada a Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A. por un monto de US\$62.516.890,07, lo que equivale a una suma total de US\$249.995.532,81.

A continuación, se presenta un detalle de esta operación:

Conciliación Venta Eletrans, II y III	24/06/2020 M\$
Precio pagado por la Venta	153.859.973
Rebaja Inversión (Activo/Pasivo)	(5.863.555)
Reverso Ajustes de conversión	1.199.771
Ingreso Neto por Venta (ver nota 29)	149.196.189
Egreso transacción Eletrans (ver nota 29)	(1.360.546)
Efecto neto resultados	147.835.643

Con fecha 14 de diciembre de 2017 SAESA y Chilquinta Energía S.A. aprobaron el otorgamiento de una prenda sin desplazamiento sobre las acciones que las Sociedades mantienen en Eletrans S.A. y una prohibición de enajenarlas, en adelante la “Prenda sobre Acciones”.

La Prenda sobre Acciones se otorgó con el objeto de garantizar las obligaciones de Eletrans emanadas de un financiamiento mediante una emisión internacional y venta a inversionistas privados de títulos de deuda garantizados preferentemente, por un monto de hasta 180 millones de Dólares de los Estados Unidos de América, esta fue cerrada con fecha 10 de enero de 2018.

Para efectos de perfeccionar la compraventa, se alzó parcialmente la prohibición de enajenar asociada a la Prenda sobre Acciones, permitiendo el traspaso de las acciones que mantenía SAESA en las Sociedades Eletrans a Chilquinta. Dicha Prenda sobre Acciones, en consecuencia, se mantuvo vigente sobre dichas acciones, ahora de propiedad de Chilquinta.

Con fecha 12 de junio de 2019 en Junta Extraordinaria de Accionistas de Eletrans S.A. se aprobó una disminución de capital ascendente a la suma de USD 26.013.000, a título de devolución de capital.

38 Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Bonos

- Resumen de Bonos por moneda y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2020 M\$
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		Más de 1 año hasta 2	Más de 2 años hasta 3	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	3,60%	518.644	518.644	1.037.288	3.656.466	3.562.162	3.467.858	3.373.583	20.974.650	35.034.719
Chile	UF	3,75%	-	2.700.212	2.700.212	2.700.212	9.245.743	9.000.270	8.754.797	61.201.301	90.902.323
Chile	UF	3,20%	922.925	922.925	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	75.214.778	82.598.178
Totales			1.441.569	4.141.781	5.583.350	8.202.528	14.653.755	14.313.978	13.974.230	157.390.729	208.535.220

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años M\$	al 31/12/2019 M\$
			Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año		Más de 1 año hasta 2	Más de 2 años hasta 3	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	UF	3,60%	505.078	505.078	1.010.156	1.010.155	3.560.824	3.468.987	3.377.149	23.711.330	35.128.445
Chile	UF	3,75%	-	2.629.583	2.629.583	2.629.583	2.629.583	9.003.903	8.764.851	68.126.263	91.154.183
Chile	UF	3,20%	898.784	898.784	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	75.044.960	82.235.232
Chile	UF	2,80%	-	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	173.853.153	186.448.133
Totales			1.403.862	7.182.190	8.586.052	8.586.051	11.136.720	17.419.203	17.088.313	340.735.706	394.965.993

- Individualización de Bonos

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2020
								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		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE UN/965	Chile	UF	3,87%	3,60%	518.644	518.644	1.037.288	3.656.466	3.562.162	3.467.858	3.373.583	20.974.650	35.034.719
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE UN/397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.700.212	2.700.212	2.700.212	9.245.743	9.000.270	8.754.797	61.201.301	90.902.323
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE UN/742	Chile	UF	3,26%	3,20%	922.925	922.925	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	75.214.778	82.598.178
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE AN/923	Chile	UF	2,80%	2,80%	-	-	0	-	-	-	-	-	-
Totales								1.441.569	4.141.781	5.583.350	8.202.528	14.653.755	14.313.978	13.974.230	157.390.729	208.535.220

RUT EMPRESA DEUDORA	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Corriente			No Corriente					
								Vencimiento		Total corriente	Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2019
								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		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE UN/965	Chile	UF	3,87%	3,60%	505.078	505.078	1.010.156	1.010.155	3.560.824	3.468.987	3.377.149	23.711.330	35.128.445
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE UN/397	Chile	UF	3,94%	3,75%	-	2.629.583	2.629.583	2.629.583	2.629.583	9.003.903	8.764.851	68.126.263	91.154.183
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	BONO SERIE UN/742	Chile	UF	3,26%	3,20%	898.784	898.784	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	1.797.568	75.044.960	82.235.232
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	BONO SERIE AN/923	Chile	UF	2,80%	2,80%	-	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	3.148.745	173.853.153	186.448.133
Totales								1.403.862	7.182.190	8.586.052	8.586.051	11.136.720	17.419.203	17.088.313	340.735.706	394.965.993

39 Moneda Extranjera

ACTIVOS	Moneda Extranjera	Moneda	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	USD	CLP	177.461	5.451
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	U.F.	CLP	2.011.994	2.291.472
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corrientes	USD	CLP	22.024	407.743
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			2.211.479	2.704.666
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	CLP	3.421.603	3.845.569
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, no Corriente	USD	CLP	5.318.178	15.090.539
Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	USD	CLP	-	6.605.210
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			8.739.781	25.541.318
TOTAL ACTIVOS			10.951.260	28.245.984
PASIVOS	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	U.F.	CLP	415.862	281.170
Otros Pasivos Financieros Corrientes	U.F.	CLP	1.196.807	1.827.615
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	CLP	4.820	49.307
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			1.617.489	2.158.092
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	U.F.	CLP	974.370	326.836
Otros Pasivos Financieros No Corrientes	U.F.	CLP	157.750.562	267.877.569
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no Corriente	USD	CLP	-	12.623.985
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	USD	CLP	-	2.104.981
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			158.724.932	282.933.371
TOTAL PASIVOS			160.342.421	285.091.463

40 Sanciones

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

En relación con las sanciones aplicadas por otras autoridades a la Sociedad y sus filiales, las sanciones relevantes se encuentran en la Nota 20.3.2 Multas.

41 Hechos Posteriores

El 5 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.

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

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad 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	169.570	221.751	(52.181)	(23,5%)
Activos no corrientes	484.095	794.931	(310.836)	(39,1%)
Total activos	653.665	1.016.681	(363.016)	(35,7%)
Pasivos corrientes	180.932	196.957	(16.024)	(8,1%)
Pasivos no corrientes	189.172	373.286	(184.114)	(49,3%)
Patrimonio	283.560	446.439	(162.879)	(36,5%)
Total pasivos y patrimonio	653.665	1.016.681	(363.016)	(35,7%)

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 Sociedad Austral de Electricidad S.A., en adelante “Saesa”, celebrada con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de la Sociedad en dos, manteniéndose Saesa como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominó Saesa Transmisión S.A., (en adelante “Saesa Transmisión”), la que operará los activos de transmisión, dentro de los cuales se encuentra la participación en la filial STS. 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\$28.676), Activos No Corrientes (MM\$384.447), Pasivos Corrientes (MM\$31.928) y Pasivos No Corrientes (MM\$163.743).

1) Activos

Este rubro presenta una disminución de MM\$363.016 respecto de diciembre de 2019, explicado por una disminución en los Activos corrientes de MM\$52.181 y una disminución en los Activos no corrientes de MM\$310.836.

La variación negativa del ítem de Activos corrientes es originada principalmente por:

- a) Disminución en Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios (MM\$65.490), asociado a la reclasificación presentada en los estados financieros de diciembre 2019 por la venta del 50% de participación que la Sociedad poseía en STC a la relacionada STA, operación materializada el 01 de junio 2020.
- b) Disminución en activos por impuestos corrientes (MM\$2.553), principalmente por el traspaso de los activos por impuestos de la filial STS incluido en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.

Lo anterior compensado parcialmente con:

- c) Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo (MM\$11.203), principalmente por el saldo de la venta del 24 de junio 2020 que efectuó la Sociedad de su participación en las sociedades Eletrans (valor de la venta ascendió a USD\$ 187.478.642,74), después de haber pagado préstamos a su matriz, cancelado obligaciones bancarias, cubrir la menor recaudación generada por los efectos de la pandemia y financiar las inversiones en propiedades, planta y equipo.
- d) Aumento de Inventarios corrientes (MM\$4.096), principalmente en materiales destinados a la operación, mantenimiento e inversiones en el Sistema Eléctrico, lo anterior compensado parcialmente con el traspaso de los inventarios de la filial STS (MM\$ 2.879) incluido en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.

La variación negativa de los Activos no corrientes se explica principalmente por:

- a) Disminución en Propiedades, planta y equipo (MM\$195.260), debido al traspaso de los activos de transmisión (incluidos los de la filial STS) por MM\$276.961 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 las construcciones de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes.
- b) Disminución en Plusvalía (MM\$66.109), debido al traspaso de la plusvalía asociada al negocio de transmisión en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.
- c) Disminución de los activos intangibles distintos a la plusvalía (MM\$35.594), 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 Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación (MM\$8.909), por la venta del 24 de junio 2020 que efectuó la Sociedad de su participación en las Sociedades Eletrans en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación a la sociedad Chilquinta Energía S.A., titular del 50% de participación restante (MM\$6.293) y al traspaso de las inversiones en asociadas (STN, STC y SATT) de la filial STS en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.
- e) Disminución de las cuentas por cobrar (MM\$ 3.910), principalmente por traspaso de cuentas corriente con empleados desde el largo plazo al corto plazo y menores convenios extraordinarios.

2) Pasivos

Los Pasivos presentan una disminución de MM\$200.138 respecto de diciembre de 2019, explicado por la disminución en los Pasivos corrientes de MM\$16.024 y la disminución de los Pasivos no corrientes de MM\$184.114.

La variación negativa del Ítem Pasivos corrientes es originada principalmente por:

- a) Disminución en Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios (MM\$38.994), por la reclasificación presentada en los estados financieros de diciembre 2019 por la venta del 50% de participación que la Sociedad poseía en STC a la relacionada STA, operación materializada el 01 de junio 2020.
- b) Disminución de las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por MM\$ 24.530 relacionado principalmente por reliquidaciones por compra de energía por MM\$ 12.000, traspaso de las cuentas por pagar de la filial STS incluido en el proceso de división (MM\$10.227) y pagos a terceros que no habían cumplido el ciclo de pago al cierre de 2019.
- c) Disminución de Otros pasivos no financieros (MM\$3.139), principalmente por mayores cierres de obras de terceros y por actividades de obras de FNDR.

Lo anterior compensado parcialmente con:

- d) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$30.307), principalmente por mayor dividendo mínimo por pagar a Matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A., compensado parcialmente por traspaso de cuentas por pagar a entidades relacionadas de su filial STS incluidas en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.
- e) Aumento en Pasivos por impuestos Corrientes (MM\$21.861), principalmente por el mayor impuesto a la Renta por la venta que efectuó la Sociedad de su participación en las Sociedades Eletrans, compensado parcialmente por traspaso de provisión de impuesto a la renta atribuible a la nueva sociedad Saesa Transmisión S.A. incluido en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.

La variación negativa del Ítem Pasivos no corrientes es originada principalmente por:

- a) Disminución en Otros Pasivos Financieros no Corrientes (MM\$110.633), explicado principalmente por el traspaso de los Bonos Serie A de la filial STS incluidos en el proceso de división llevado a cabo por la Sociedad con fecha 31 de diciembre 2020.
- b) Disminución en Cuentas por Pagar a entidades relacionadas (MM\$39.414), principalmente por pagos de préstamos obtenidos desde la sociedad Matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A e Inversiones Grupo Saesa Ltda con los fondos obtenidos de la venta de Eletrans y traspaso de préstamos por pagar con entidades relacionadas de su filial STS en el proceso de división MM\$7.511.
- c) Disminución de Pasivos por Impuestos diferidos (MM\$24.037), debido al traspaso de impuestos diferidos relacionada a los activos de transmisión que saldrán de la Sociedad, incluidos los de la filial STS (MM\$27.822), 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.

- d) Disminución en Otros pasivos No Financieros (MM\$10.658), principalmente por el traspaso de los ingresos anticipados por venta de peajes de la filial STS incluidos en el proceso de división de la Sociedad y por la venta del 24 de junio 2020 que efectuó la Sociedad de su participación en las Sociedades Eletrans en cada una de las cuales mantenía un 50% de participación (ver nota 21).

3) Patrimonio

Este rubro presenta una disminución de MM\$162.879 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 2020 (MM\$216.999), la provisión de dividendo mínimo y pago adicional de dividendo del año anterior (MM\$74.572) y la disminución en participaciones no controladoras (MM\$13.337) por la venta de STC y ajuste de conversión (MM\$ 2.246) debido a las relacionadas STN, SATT, Eletrans, Eletrans II, Eletrans II y STC. La diferencia de cambio originada por estas últimas 4 empresas desde su adquisición fue contabilizada en resultados como consecuencia de su venta. Lo anterior compensado parcialmente por el resultado del año (MM\$144.579).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-20	dic-19	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,9	1,1	(16,8%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,8	1,0	(21,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1,3	1,3	2,2%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	9,2	8,3	11,6%
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	48,9%	34,5%	41,5%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	51,1%	65,5%	(21,9%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período) (*)	MM\$	100.956	123.082	(18,0%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,4	6,4	(31,2%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	83	57	45,3%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	52.973	54.628	(3,0%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	39,6%	9,9%	300,1%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	17,3%	4,4%	293,4%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	11,9%	11,4%	4,7%
	Utilidad por acción (12)	\$	1,6%	0,5%	227,6%

- (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.
- (*) Incluye inversiones realizadas por Filial STS realizadas durante el periodo 2020.

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	339.670	313.880	25.790	8,2%
Materias primas y consumibles utilizados	(208.447)	(191.608)	(16.839)	8,8%
Margen de contribución	131.223	122.272	8.951	7,3%
Gasto por beneficio a los empleados	(20.662)	(19.949)	(713)	3,6%
Otros gastos por naturaleza	(52.154)	(45.988)	(6.166)	13,4%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(5.434)	(1.708)	(3.727)	218,2%
Resultado bruto de explotación	52.973	54.628	(1.655)	(3,0%)
Gasto por depreciación y amortización	(15.363)	(14.494)	(869)	6,0%
Resultado de explotación	37.610	40.134	(2.524)	(6,3%)
Resultado financiero	(10.965)	(7.191)	(3.774)	52,5%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	604	1.471	(867)	(58,9%)
Otras ganancias (pérdidas)	147.717	283	147.434	52056,7%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	174.967	34.697	140.270	404,3%
Gasto por impuestos a las ganancias	(45.094)	(9.426)	(35.668)	378,4%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	129.873	25.271	104.602	413,9%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	14.706	18.973	(4.267)	(22,5%)
Ganancia (pérdida)	144.579	44.244	100.335	226,8%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	144.221	43.752	100.469	229,6%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	358	492	(134)	(27,2%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto al mismo periodo del año anterior en MM\$2.524, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM\$8.951 principalmente debido a:

- Mayor margen de Distribución (MM\$5.471) principalmente por mayores ventas de energía (MM\$4.377) y una mayor indexación por tipo de cambio de MM\$ 4.957 e IPC MM\$ 1.815, lo anterior compensado por menores cobros a clientes por beneficios otorgados como consecuencia de COVID-19 y otras rebajas tarifarias por MM\$ 4.910 (eliminación de energía de invierno, suspensión del corte y reposición, entre otros) y mayores pérdidas de energía por MM\$ 314 (desde 7,6% a 7,8% en 2020).
- Mayores ingresos por generación en Edelayen por MM\$ 1.144, principalmente por aumento de venta de energía e indexación.

- Lo anterior es compensado por menores Combustibles para generación y materiales por MM\$ 5.248, debido principalmente a las menores ventas de materiales y equipos (MM\$ 2.167), menor precio de combustible y menores ventas al detalle de productos.
 - Menores otros ingresos por naturaleza por MM\$3.695, por menor por venta de materiales y equipos MM\$2.392, menores ingresos por venta al detalle de productos y servicios MM\$3.048 (por menor actividad relacionada principalmente por COVID-19) compensado parcialmente con mayor construcción de obras y trabajos a terceros por MM\$1.497.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$713), por incremento de dotación e indexación de IPC. Los incrementos obedecen al crecimiento de la empresa, producto del nivel de inversiones realizado los últimos años y cumplimiento ante mayores exigencias del Regulador, principalmente.
- c) Mayores Otros gastos por Naturaleza (MM\$6.166), asociado principalmente por mayores gastos de administración (MM\$1.257) relacionados con el crecimiento de la compañía, mayores costos en operación y mantención del sistema eléctrico (MM\$1.841) por mayores actividades relacionadas con mejoras para el cumplimiento de la Norma Técnica, mayores egresos por construcción de obras a terceros (MM\$1.785) y aumento en costos de ciclo comercial (MM\$968) que persigue fortalecer procesos de atención, lectura y reparto de boleta a clientes.
- d) Mayores pérdidas por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 (MM\$3.727). Este monto refleja un deterioro en la antigüedad de las cuentas por cobrar, relacionada con los efectos de COVID-19. 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\$869) relacionados con el aumento de inversiones para hacer frente a requerimientos de mejoras (Norma técnica), ampliaciones de la red y nuevas obras.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$3.774 (mayor pérdida) con respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se explica principalmente por:

- Menores ingresos por Diferencia de cambio de MM\$5.221, debido principalmente a que en el año 2019 la Sociedad presentaba mayores saldos de créditos en cuenta corriente por cobrar en dólares a sus relacionadas (filiales en 2019) STN, SATT y STC cuya actualización por el tipo de cambio generaron una utilidad aproximada de MM\$ 2.661 en ese año. Ahora bien, en 2020 se originó una pérdida por MM\$ 2.492, debido principalmente a efectos de tipo de cambio, y a efectos originados como consecuencia de la venta de Eletrans en junio de 2020. Los principales son la liquidación anticipada de un derivado dólar/UF cuyo fin era proteger la inversión en la relacionada Eletrans III, así como también la administración de parte de los ingresos recibidos por la venta de Eletrans (la Sociedad mantuvo un 10% de los flujos recibidos en dólares sin cobertura para hacer frente a obligaciones en esa moneda, tales como como compra de activos en el extranjero), lo que generaron una pérdida por la apreciación del peso en este tercer y cuarto trimestre.

- Lo anterior compensado parcialmente por menor pérdida del resultado por unidades de reajuste (MM\$893), explicado principalmente por cambio en la denominación de moneda de crédito en cuenta corriente por pagar a Grupo Saesa. En 2020 este crédito se denominó en pesos (sin originar corrección monetaria), pero en 2019 se denominó en UF (generando un mayor gasto).

3) Otras Ganancias

El resultado en Otras ganancias tuvo un aumento de MM\$147.434, principalmente por la venta que efectuó la Sociedad de su participación en las Sociedades Eletrans en las cuales mantenía un 50% de participación a la sociedad Chilquinta Energía S.A. (MM\$147.876).

4) Ganancia procedente de operaciones descontinuadas (ver nota 15 de los Estados Financieros).

En 2020 se presentó en esta línea los resultados asociados a la separación de los activos de transmisión que posee la Sociedad, incluida la participación que posee en la filial STS, este proceso será llevado a cabo a través de una división corporativa. Lo anterior para dar cumplimiento a Ley 21.194 de Giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Respecto a la reclasificación de su filial STS, esta tiene una menor utilidad respecto al mismo periodo del año anterior por MM\$1.332.

El menor resultado de las ganancias procedentes de operaciones discontinuadas por MM\$4.267 se explica principalmente porque en el año 2019 se presentó un ingreso por MM\$ 2.602, relacionado con los resultados netos de los activos que fueron traspasados, vía división de SAESA, a la nueva sociedad STA. Estos activos son las acciones que mantenía SAESA en STN, SATT y SGA. La división tuvo efecto a partir del 31 de diciembre de 2019. Adicionalmente, también en 2019, quedaron reflejados en esta línea los ingresos netos del negocio de transmisión de Saesa, el que fue traspasado a Saesa Tx, como consecuencia de la división de la Sociedad, lo que tuvo efecto el 31 de diciembre de 2020 e implicó MM\$ 339 de menores ingresos en ese año.

5) Gasto por impuesto a las ganancias

Mayores impuestos a las ganancias generado principalmente por la utilidad en la venta de las empresas Eletrans a Chilquinta Energía S.A.

6) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$144.579 lo que implicó un aumento de MM\$100.335 respecto al mismo período 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	38.906	100.752	(61.847)	(61,4%)
de la Inversión	64.729	(105.076)	169.804	(161,6%)
de Financiación	(90.700)	20.735	(111.435)	(537,4%)
Flujo neto del período	12.935	16.412	(3.477)	(21,2%)
Variación en la tasa de cambio	(1.216)	93	(1.309)	(1413,8%)
Incremento (disminución)	11.719	16.504	(4.786)	(29,0%)
Saldo Inicial	27.659	11.155	16.504	148,0%
Saldo Final	39.378	27.659	11.719	42,4%

El saldo de Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$39.378, mayor en MM\$11.719 respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto al mismo período del año anterior se explica principalmente por:

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por menores ingresos procedentes de la venta de bienes y servicios. Este período incluye pagos importantes a proveedores que no cumplieron el ciclo de compras al cierre de 2019, aumento de los inventarios para hacer frente a las inversiones del año, pero que a la fecha no han sido utilizados y menor recaudación de ventas de energía por la morosidad generada por 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. Por otro lado, aún existen montos por cobrar al sistema eléctrico (diferencias de precio por compras de energía) que deben ser liquidados en próximos decretos tarifarios.

Adicionalmente, se han excluido los flujos de las filiales SGA, STN y SATT que dejaron de pertenecer a la Sociedad desde el 31 de diciembre 2019, STC que dejó de pertenecer a la sociedad los primeros días de junio cuando fueron traspasadas a la nueva sociedad STA y STS que fue traspasada vía división a Saesa Transmisión el 31 de diciembre de 2020 (MM\$ 34.331).

- 2) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo por Actividades de inversión, originado principalmente por la venta que efectuó la Sociedad de su participación en las sociedades Eletrans, en las que mantenía un 50% de participación, a la sociedad Chilquinta Energía S.A. y por la venta del 50% de participación que la filial STS mantenía en STC a la relacionada STA el 1 de junio 2020.
- 3) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo en Actividades de financiación, originado principalmente por menores préstamos solicitados de entidades financieras, así como menores flujos netos obtenidos de empresas relacionadas y mayores pagos de dividendos.

IV. Mercados en que participa

Saesa es una empresa cuya principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Opera principalmente en la Región de Los Ríos y la Región de Los Lagos, junto a su filial Luz Osorno. A través de su filial Edelayen desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución (integrada verticalmente por su calidad de sistema no conectado al SIC), abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aisén.

La filial Edelayen, además de distribuir energía, la genera y transmite (verticalmente integrada en su calidad de sistema no conectado al Sistema Eléctrico Nacional, SEN) para sus clientes regulados en la zona (Región de Aisén).

A través de su ex filial STS, desarrollaba el negocio de Transmisión (Zonal, Nacional y Dedicada), que permite principalmente transportar de energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, prestaba servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

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, el Directorio de la Sociedad, aprobó el proceso separación de los activos de transmisión que se encuentran operando dentro de la Sociedad, dicha separación se realizó mediante una división corporativa, en virtud del cual los activos y proyectos de transmisión serán asignados a nueva sociedad de giro transmisión, dentro del traspasos de activos que salen de la Sociedad se incluye la participación en la filial directa en la ex filial Sistema de Transmisión del Sur S.A. cuyo giro principal es el de transmisión, donde la Sociedad tenía un 99,456% de participación.

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa prácticamente el 90% 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	483.804	462.861	20.943	4,5%
Comercial	40.378	41.040	(662)	(1,6%)
Industrial	3.042	3.051	(9)	(0,3%)
Otros	18.726	20.616	(1.890)	(9,2%)
Total	545.950	527.568	18.382	3,5%

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación %
Residencial	821.848	766.067	55.781	7,3%
Comercial	805.259	861.600	(56.341)	(6,5%)
Industrial	818.707	757.693	61.014	8,1%
Otros	273.370	282.254	(8.884)	(3,1%)
Total	2.719.184	2.667.614	51.570	1,9%

V. Principales Riesgos

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

1) 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 tarifados. 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 cada uno de los riesgos:

a) Cambio de la regulación

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

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

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

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

b) Fijación de tarifas de generación Sistemas Medianos

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente a valor nuevo de reemplazo en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio para las empresas operadores que individualiza. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final.

En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 hasta octubre 2022 (no existen diferencias relevantes entre las tarifas vigentes al cierre de este ejercicio y las nuevas). Producto de la ley N° 21.194 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias con respecto a la aplicación de la correcta indexación y la nueva tarifa fijada serán saldadas a contar de las nuevas tarifas que regirán como consecuencia de la publicación del nuevo decreto de VAD (proceso de Distribución, ver letra c).

c) Fijación de tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de electricidad (VAD) se fijan cada cuatro años. El 24 de agosto de 2017 se publicó 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.

d) 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 Saesa 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 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 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 junio de 2020 Grupo Saesa Limitada, matriz del grupo, tomó un crédito por M\$ 80.000.000 con Banco Estado, para asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales.

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, 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\$3.727, que equivale a un 318% 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\$3.674 respecto de 2019.

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.