



## Reporte Anual 2020

## Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	3
IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD	6
ANTECEDENTES RELEVANTES	7
ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	14
DIRECTORIO	16
ADMINISTRACIÓN	17
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	18
MARCHA DE LA EMPRESA	19
LÍNEA DE TIEMPO	31
ELECTRIFICACIÓN RURAL	33
PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)	34
SECTOR DE LA INDUSTRIA	35
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	42
FACTORES DE RIESGO	47
GESTIÓN FINANCIERA	52
HECHOS RELEVANTES	56
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	58
ESTADOS FINANCIEROS	59

## CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

**PRESIDENTE**

## VISIÓN CORPORATIVA

### VISIÓN

Mejorar la calidad de vida de las personas y contribuir al desarrollo sustentable del país, entregando energía confiable y segura.

Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile.

Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

### MISIÓN

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

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

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

### CRECIMIENTO Y VISIÓN 2022

El año 2022 Grupo Saesa deberá tener un cambio disruptivo en todos los ámbitos de su negocio. La empresa deberá implementar exitosamente sus proyectos de inversión y redefinir su relación con el cliente. Se deberá asegurar un equipo de personas con una cultura de excelencia y ser percibida como la mejor opción para trabajar en la industria. La compañía deberá además asegurar su liderazgo en seguridad laboral y crecer creando valor económico real para sus accionistas.

### VALORES CORPORATIVOS

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

Compañía Eléctrica Osorno S.A.

**Nombre de Fantasía**

Luz Osorno

**Rol Único Tributario**

96.531.500-4

**Domicilio Legal**

Isidora Goyenechea 3621, Piso 20, Las Condes, Santiago

**Domicilio Comercial**

Bulnes 441, Osorno

**Fono**

+56 22 414 7500

**Fax**

+56 22 414 7009

**Correo Electrónico**

infoinversionistas@saesa.cl

**Sitio web**

[www.gruposaes.cl](http://www.gruposaes.cl)

**Atención Inversionistas**

+56 64 238 5400

**Tipo de Entidad**

Sociedad Anónima Cerrada

**Inscripción Registro de Entidades Informantes**

Nº116

**Fecha Inscripción Registro de Entidades Informantes**

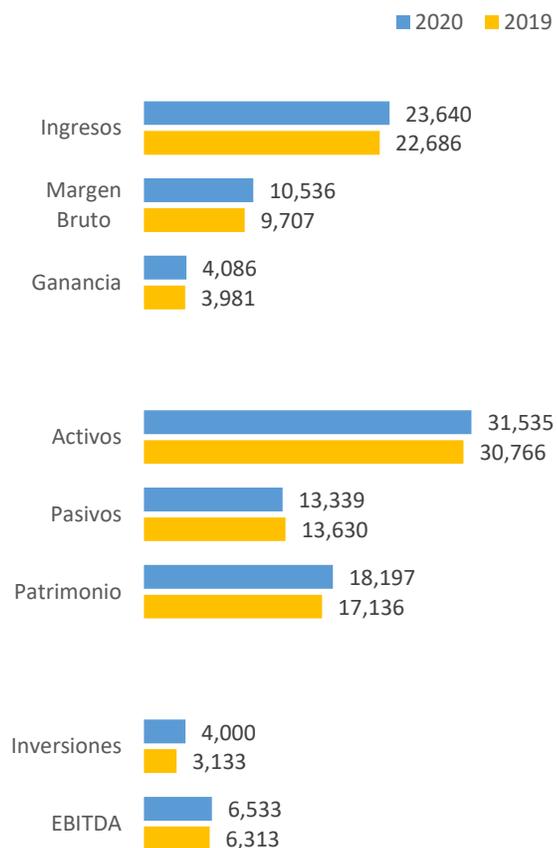
09/05/2010

## DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

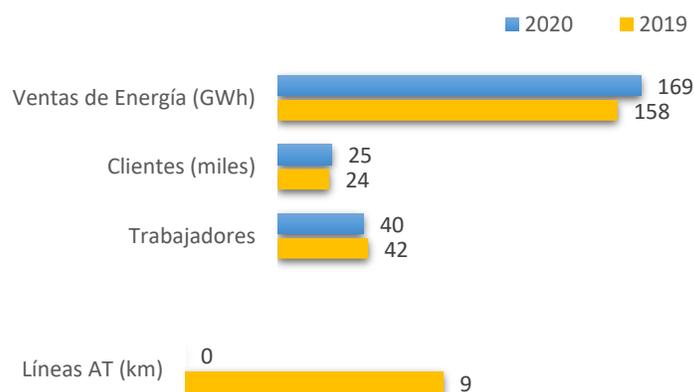
Constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988, otorgada en Notaría de Osorno de don Oscar Aníbal Henríquez. Extracto autorizado inscrito a fojas 46 vuelta N°35 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Osorno del año 1988.

## ANTECEDENTES RELEVANTES

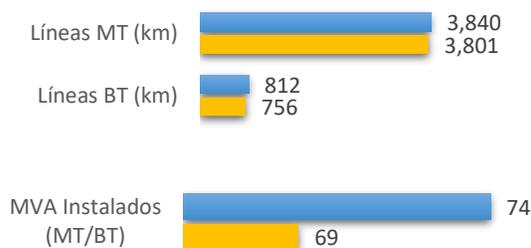
### ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)



### ANTECEDENTES OPERACIONALES



*Nota: Al cierre 2020 Luz Osorno, traspaso sus líneas de AT a la relacionada STS.*





## PROPIEDAD Y CONTROL

Los Accionistas de Luz Osorno al 31 de diciembre de 2020 son:

ACCIONISTAS	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	7.637	99,895356%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	8	0,104644%
<b>TOTAL</b>	<b>7.645</b>	<b>100%</b>

Las acciones de la sociedad se distribuyen en una única serie, durante el año 2020 no se registraron transacciones de acciones de la Sociedad.

## 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 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 del mismo 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
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	1	1	2
Entre 3 y 6 años	1	-	1
Entre 6 y 9 años	2	-	2
Entre 9 y 12 años	2	1	3
Mayor a 12 años	-	-	-
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	3	-	3
EXTRANJERA	3	2	5

### DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

En la sociedad Luz Osorno, no existen gerencias, ni subgerencias.

### DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	4	9	13
Entre 30 y 40 años	6	6	12
Entre 41 y 50 años	4	7	11
Entre 51 y 60 años	1	1	2
Entre 61 y 70 años	2	-	2
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	7	13	20
Entre 3 y 6 años	1	1	2
Entre 6 y 9 años	2	3	5
Entre 9 y 12 años	-	3	3
Mayor a 12 años	7	3	10
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	17	22	39
EXTRANJERA	-	1	1

## RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD RANGO DE EDADES (AÑOS)	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	4	9	4	9	8,3%	18,8%
Entre 30 y 40 años	1	1	-	-	6	6	7	7	14,6%	14,6%
Entre 41 y 50 años	1	1	-	-	4	7	5	8	10,4%	16,7%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	1	1	3	1	6,3%	2,1%
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	2	-	3	-	6,3%	0,0%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	2,1%	0,0%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	-	-	7	13	8	14	16,7%	29,2%
Entre 3 y 6 años	1	-	-	-	1	1	2	1	4,2%	2,1%
Entre 6 y 9 años	2	-	-	-	2	3	4	3	8,3%	6,3%
Entre 9 y 12 años	2	1	-	-	-	3	2	4	4,2%	8,3%
Mayor a 12 años	-	-	-	-	7	3	7	3	14,6%	6,3%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	-	-	17	22	20	22	41,7%	45,8%
EXTRANJERA	3	2	-	-	-	1	3	3	6,3%	6,3%
							47,9%	52,1%		
							48			

\*Incluye Directorio

## BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	100%	0%	-100%
Encargado de Unidad	83%	100%	17%
Jefes de Área	84%	100%	16%
Linieros	N.A.	N.A.	N.A.
Profesionales	99%	100%	1%
Supervisores	N.A.	100%	N.A.
Técnicos	0%	100%	100%

## 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**

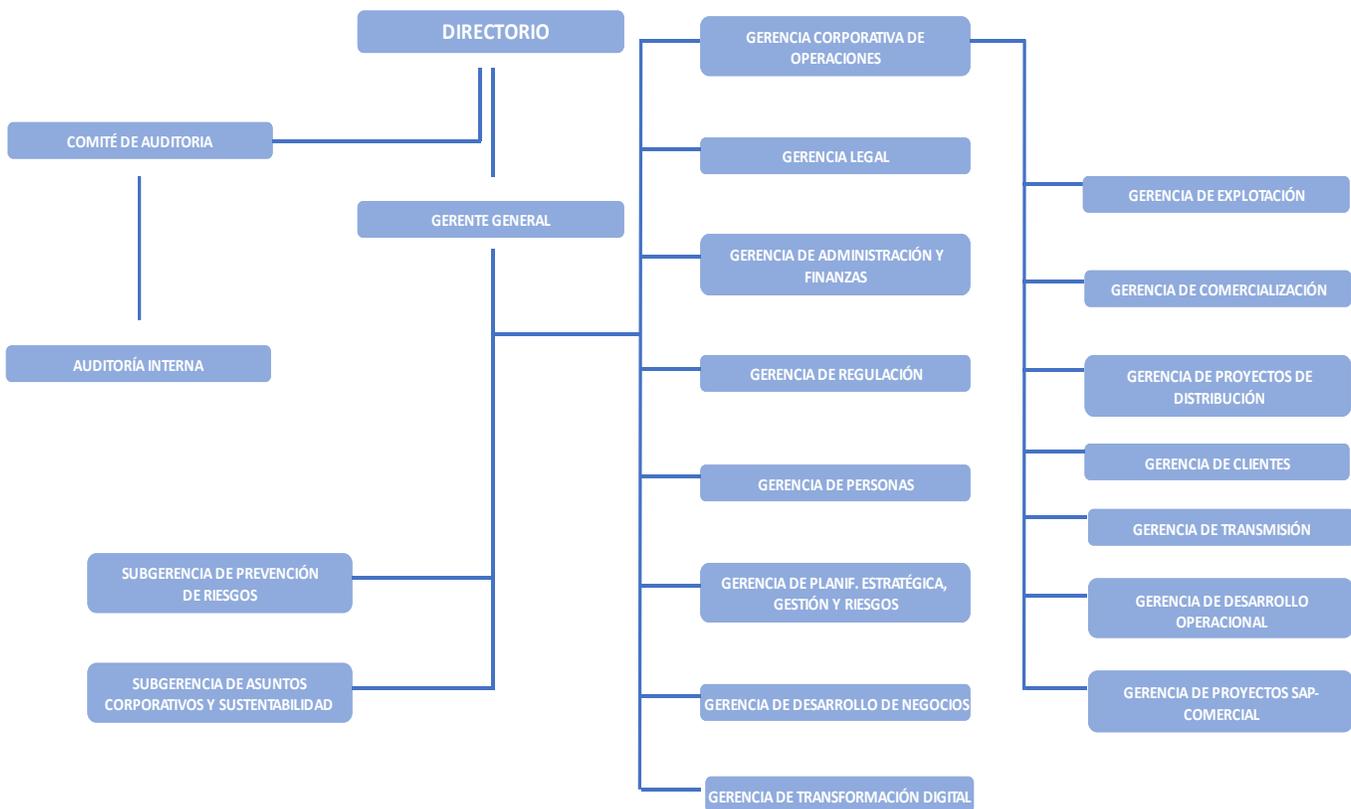
Ashley Munroe  
Ingeniero Civil  
Extranjera  
Fecha último nombramiento:  
30-04-2020

## ADMINISTRACIÓN

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

### EXCELENCIA OPERACIONAL

Durante el año 2020 las distribuidoras de Grupo Saesa presentaron 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 horas no tardan más de 20 minutos en ser solucionadas.

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

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

## SUSTENTABILIDAD

### 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 las mismas con su entorno y su comunidad, debiendo llevar adelante sus actividades de modo sustentable. Es así como en Grupo Saesa la sustentabilidad no sólo es un valor fundamental, sino que un prisma bajo el cual debemos analizar cada una de nuestras actividades.

Este modo de llevar adelante nuestra actividad, que comenzó con pequeñas iniciativas desde hace ya muchos años, ha llegado a un punto de madurez tal, que nos permite cumplir con estándares y parámetros de nivel mundial. Es así como durante el año 2020 Grupo Saesa emitió su primer reporte de sustentabilidad, elaborado bajo la metodología GRI (*Global Reporting Initiative*).

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

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

### PROGRAMAS COMUNIDAD

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

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

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

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

## ACCIÓN SOCIAL DURANTE PANDEMIA

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

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

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

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

## MEDIOAMBIENTE

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

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

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

- Proyecto On Grid, comuna Perquenco, 60 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 75 kW instalados en suelo
- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 22,4 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, Isla Lemuy, Ichuac, comuna Puqueldón, 20 kW instalados en techo
- Proyecto Avifel - 10 casas con sistemas de 1,5 kW - 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 la toda la comunidad a formar parte activa de esta iniciativa, creando una cultura de recolección domiciliaria y disposición en puntos habilitados.

Desde finales del año 2019, y producto de la pandemia que ha estado afectando al mundo, las actividades asociadas a la recolección de pilas en las escuelas municipales se vieron afectadas producto de la interrupción de las clases y los requerimientos sanitarios que han obligado a muchas comunas a permanecer en cuarentena. Sin perjuicio de aquello, y entendiendo que las condiciones no fueron del todo óptimas para la realización de actividades masivas, las relacionadas Frontel y Edelayesen 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 la matriz de Luz Osorno; Saesa (168 ton), 17% a la relacionada Frontel (34 ton) y 1% a la relacionada Edelayesen (2 ton). Siguiendo en la línea de los equipos eléctricos y/o electrónicos, se dispusieron en sitios autorizados para su revalorización 9,6 toneladas de equipos de medición que resultaron del recambio a medición inteligente; en la matriz de Luz Osorno; Saesa, se gestionaron 5,3 toneladas lo que representa un 55% del total, en la relacionada Frontel 2,9 toneladas un 30% y en la relacionada Edelayesen 1,4 toneladas un 15%.

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

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

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

En otros aspectos medioambientales de la ejecución de obras civiles para robustecer los sistemas eléctricos dentro de las zonas de concesión de la compañía y, las consecuentes faenas de roce para la habilitación de faja y/o poda de árboles cercanos al tendido eléctrico, es que anualmente se presentan Planes de Manejo de Corta y Reforestación para la ejecución de Obras Civiles (PMOC) ante la Corporación Nacional Forestal (CONAF), dando cumplimiento así con 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; Luz Osorno 7 hectáreas (8%), la matriz de Luz Osorno; Saesa, 42 hectáreas (52%), demás empresas relacionadas del grupo: STS 24 hectáreas (30%), Luz Osorno 7 hectáreas (8%), Frontel 7 hectáreas (8%), Edelayesen 0,5 hectáreas (0,7%) y Sagesa 0,3 hectáreas (0,3%).

## PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

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

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

## CUIDADO DE LAS PERSONAS EN LA CRISIS SANITARIA

El principal foco durante el año 2020 fue el cuidado y resguardo de la salud física y emocional de todos los colaboradores.

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.

## SOMOS FORMADORES

- Durante el año 2020 se llevó a cabo el **Plan de Capacitación Corporativa** donde se reconvirtieron los cursos a modo online y mixto. Un 73% de los cursos fueron en esta modalidad (13% en 2019).
- Se ejecutaron 893 horas orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores. Este plan fue ajustado considerando la crisis sanitaria.
- A través del Programa **Crece** estudiaron 4 colaboradores. El desarrollo del programa contempló 1.455 horas.
- A nivel de Grupo, 24 jóvenes egresaron de la **Escuela de Linieros**, formando parte de los 207 alumnos pertenecientes a las 12 Escuelas de Linieros (Obras y Mantenimiento) que ya se han realizado exitosamente. Se destaca la implementación de la primera Escuela de Linieros versión online (clases teóricas).
- En cuanto a **Responsabilidad social empresarial**, este año se capacitaron 419 personas en distintos 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 la matriz Saesa, y las relacionadas Frontel, Edelayen, STS y STN. De acuerdo al estudio de inclusión laboral realizado por SENADIS (Servicio Nacional de la Discapacidad) en octubre de 2020 la compañía se posiciona en la categoría de Inclusión Laboral Completa, obteniendo un 81% de los parámetros evaluados gracias a la estrategia desarrollada para la contratación de personas en situación de discapacidad.

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

## Un Gran lugar para trabajar

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



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

## CUIDAMOS A LOS NUESTROS

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

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 online y de entrenamiento transversal en toda la compañía.
- Evaluación y pilotaje de plataformas virtuales que permitan el desarrollo y continuación del proceso de formación y entrenamiento.
- Incorporación de aplicaciones para gestionar desde smartphones las actividades preventivas.
- Evaluación de tecnologías para el futuro desarrollo de entrega de materiales preventivos.

### **Cultura de Seguridad Grupo Saesa**

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

### **Compromiso:**

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

### **Difusión y acercamiento:**

- Capacitaciones 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 Microsoft 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 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.

## GESTIÓN COMERCIAL

### GESTION 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

**1988**

El 11 de enero, la Sociedad fue constituida como sociedad anónima cerrada, con el nombre de "Sociedad de Generación y Distribución Eléctrica S.A.".

**1994**

La segunda Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 21 de julio, aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de MM\$554.052.283 millones de pesos, dividido en 20.000 acciones nominativas sin valor nominal.

**1996**

La sexta Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 15 de abril, aprobó la modificación del artículo primero de la sociedad, en lo que dice relación a la razón social de la sociedad, pasando a denominarse "Compañía Eléctrica Osorno S.A.", pudiendo usar conjunta o alternativamente los nombres de fantasía "CREO S.A." y/o "Gedelsa".

**1999**

La Décima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada el 6 de agosto, aprobó la modificación del artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose la composición del Directorio de 5 a 7 miembros.

Con fecha 11 de noviembre, Saesa y Frontel compraron a CREO Ltda. y Pulefu S.A., las acciones que dichas sociedades poseían en Compañía Eléctrica Osorno S.A., adquiriendo Saesa el 99,9% de las acciones y Frontel el 0,1% de la Sociedad.

**2003**

Para dar cumplimiento a lo establecido en el contrato de compra, fue modificado el nombre de fantasía de CREO S.A. a Luz Osorno.

1980

-

1990

**1991**

El 11 de abril, en Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$246.780.000 millones de pesos, dividido en 12.339 acciones nominativas sin valor nominal.

**1995**

En la Tercera Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 21 de agosto, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$734.654.284 millones de pesos, dividido en 500 acciones nominativas sin valor nominal. Asimismo, se modificó el artículo quinto de los estatutos sociales, aumentándose el Directorio de 3 a 5 miembros.

**1998**

En Séptima Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 8 de julio, se aprobó la modificación del artículo cuarto de la sociedad, en orden a aumentar su capital social a la suma de \$6.930.875.844 millones de pesos, dividido en 7.645 acciones nominativas sin valor nominal.

**2002**

En Junta General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 19 de agosto, se aprobó la modificación del artículo quinto de la Sociedad, disminuyéndose de 7 a 5 el número de Directores.

2001

-

2004

**2004**

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

## 2004

2001  
-  
2004

Adicionalmente, se introdujeron cambios a la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando temas importantes para el desarrollo de la Compañía y reforzar su presencia regional para estar más cerca de los clientes. Se puso también en marcha un plan especial de calidad de servicio, con el propósito de obtener en el corto plazo resultados concretos en el mejoramiento de la calidad de servicios, dando respuestas más ágiles a los requerimientos técnicos y comerciales de nuestros clientes.

## 2005

Se reestructuró el organigrama de la Empresa, buscando abordar con éxito los desafíos del año 2005. En octubre, el Grupo Saesa anunció la inversión de US\$MM 24 para el año 2005 y el año 2006, destinados a ampliar las redes de abastecimiento y mejorar la infraestructura y tecnología en pos de la calidad del servicio.

## 2007

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

2005  
-  
2009

## 2006

La empresa cumple con su compromiso de elevar los índices de calidad de servicio alcanzando los indicadores exigidos por la autoridad del sector, gracias a una fuerte inversión en mejoramiento de instalaciones.

## 2008

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

## 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\$ 830.

## 2010

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

2010  
-  
2014

## 2011

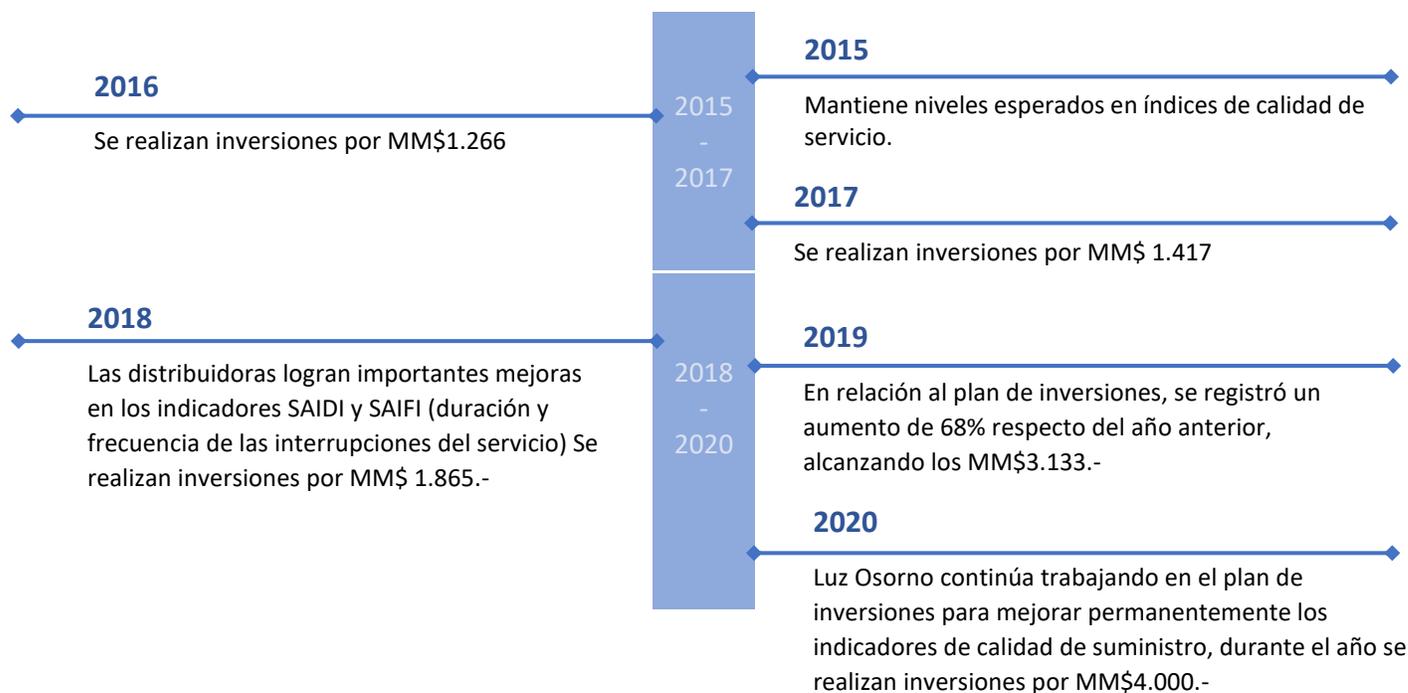
La Sociedad fue informada por Morgan Stanley Infrastructure, Inc. sobre la venta realizada por diversos fondos administrados por dicha entidad de su participación en MSIP Pelicano Holdings L.P., una sociedad extranjera a través de la cual era indirectamente titular del 50% de los derechos sociales en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

## 2014

Con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía, se invierten en el año, MM\$ 779 millones.

## 2013

Mejora en índices de calidad de servicio.



## ELECTRIFICACIÓN RURAL

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

Durante el año 2020 se finalizaron obras de distribución e instalaciones interiores para 8 Proyectos de Electrificación Rural ubicados en sectores rurales pertenecientes a las comunas de Osorno, Puerto Octay y San Juan de la Costa pertenecientes a la región de los Lagos.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 227 beneficiarios de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 25 km de línea de media tensión, 28 km de línea de baja tensión en postación individual, 4 km de línea de baja tensión en postación común y 106 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

Adicionalmente 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 Luz Osorno alcanza un total de 4 centrales conectadas en calidad de PMGD con una potencia total de 7,4 [MW], en la región de los Lagos.

Nombre	Potencia [MW]	Estado	Empresa	S/ E Primaria	Alimentador	Región	Tecnología	* Fecha PES
Los Colonos	0,7	Conectada	Luz Osorno	Aihuapi	Aihuapi Los Puentes	Los Lagos	Hidroeléctrica	01-07-2014
María Elena	0,3	Conectada	Luz Osorno	Aihuapi	Aihupi Lago Ranco	Los Lagos	Hidroeléctrica	01-11-2014
Chanleufu	3,4	Conectada	Luz Osorno	Aihuapi	Aihupi Lago Ranco	Los Lagos	Hidroeléctrica	19-05-2016
PRP Los Negros	2,99	Conectada	Luz Osorno	Los Negros	Los Negros	Los Lagos	Diésel/Fuel	19-10-2020

*\*Fecha puesta en servicio*

## SECTOR DE LA INDUSTRIA

Luz Osorno participa principalmente en el negocio de distribución, junto a su matriz Saesa, y a las relacionadas Frontel, y Edelayesen, en conjunto el Grupo es considerado el mayor distribuidor de energía eléctrica en la zona comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Capitán Prat (Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo).

En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de las empresas distribuidoras del Grupo, donde Luz Osorno alcanza un total de 25 mil clientes atendidos.

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	IX, X y XIV Región	471	2.389
LUZ OSORNO	X y XIV Región	25	169
FRONTEL	VIII, IX y XVI Región	376	1.048
EDELAYSEN	X y XI Región	50	161

## REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

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

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (Coordinador o CEN), con las siguientes funciones:

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

## DISTRIBUCIÓN

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

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

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

### a) Clientes Regulados

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

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

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

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

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

#### b) Clientes Libres

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

#### c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

#### d) Otros

- **Ley N°21.185 del Ministerio de Energía**

Publicada en el Diario Oficial con fecha 02-11-2019, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31-12-2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda cargo de las generadoras se espera que se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

- **Ley N°21.194 del Ministerio de Energía**

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

- **Ley N°21.249 del Ministerio de Energía**

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

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

- **Ley N°21.301 del Ministerio de Energía**

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

- **Ley N°21.304 del Ministerio de Energía**

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

## MARCO REGULATORIO

### ASPECTOS GENERALES

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

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

A continuación, se describen las normas más importantes emitidas:

#### *Ley Tokman*

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

#### *Ley Net Metering*

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

#### *Ley de Concesiones*

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

#### *Ley de Licitación de ERNC*

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

#### *Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos*

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

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

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

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

#### *Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local*

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

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

suministro eléctrico, compatible con el beneficio que prestan las comunas que poseen capacidad instalada de generación.

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

#### *Ley de Generación Residencial*

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

#### *Norma Técnica de Distribución*

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

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

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

#### *Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica*

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

Los principales cambios propuestos son:

a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el próximo proceso se determinaron 6 áreas para las cooperativas. 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.

### *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 N° 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 CDEC o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.

b) Superintendencia de Electricidad y Combustibles (“SEC”): Organismo descentralizado, encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas relativas a generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. Adicionalmente, es quien otorga concesiones provisionales y verifica la calidad de los servicios prestados.

c) Ministerio de Energía: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión 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

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.

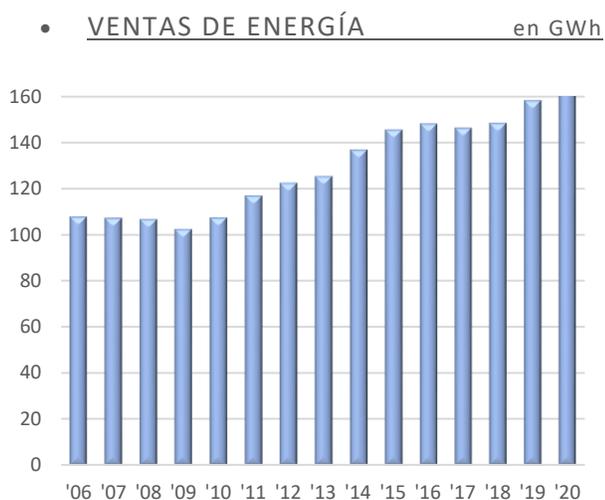
Durante el ejercicio 2020 se efectuaron inversiones por \$4.000 millones, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

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

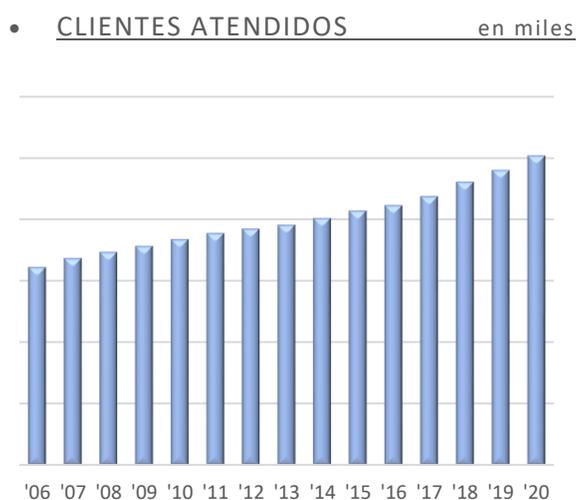
## TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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.

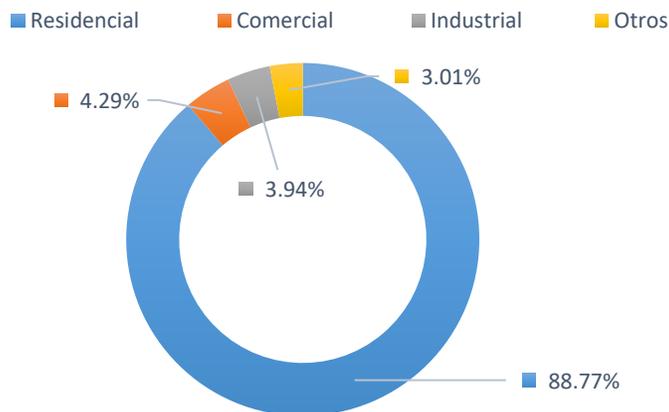


Las ventas de energía durante el 2020 alcanzaron los 169 GWh.



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

## COMPOSICIÓN DE CLIENTES



## CONCESIONES

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

La titularidad de concesiones de distribución da al concesionario el derecho a establecer, operar y explotar, dentro de la zona de concesión fijada en el decreto respectivo, instalaciones de distribución de energía eléctrica aéreas y subterráneas, y a prestar, a través de ellas, el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales que se ubiquen dentro de la citada zona, o bien, a 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, Luz Osorno tiene 12 decretos y 4.361 km<sup>2</sup> de superficie asociada a su zona de concesión.

## 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 Luz Osorno, ningún cliente concentra por sí solo al menos el 10% total de los ingresos de la compañía.

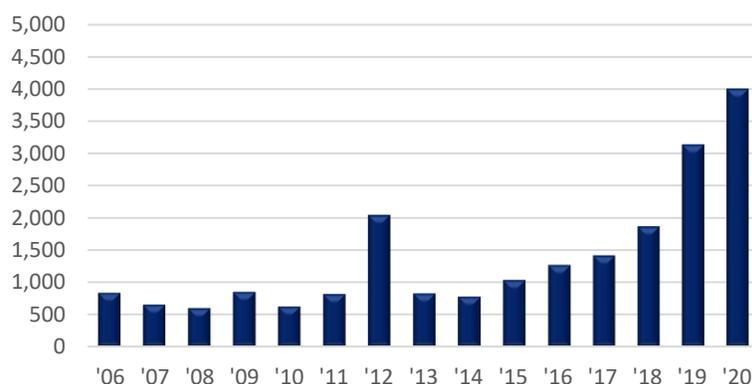
Adicionalmente, en el caso de la comercialización, sus ingresos provienen de un grupo de clientes libres, de los cuales, ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 72%.

## INVERSIONES

Luz Osorno realiza un plan quinquenal de inversiones al igual que las demás empresas del Grupo Saesa, por una parte, contempla “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 de Luz Osorno bordea los \$2.000 millones, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total del año 2020 fue de aproximadamente \$4.000 millones.



## PROPIEDADES E INSTALACIONES

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

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS	
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)

## CALIDAD DE SERVICIO

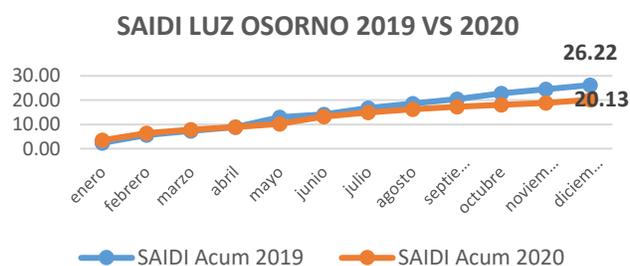
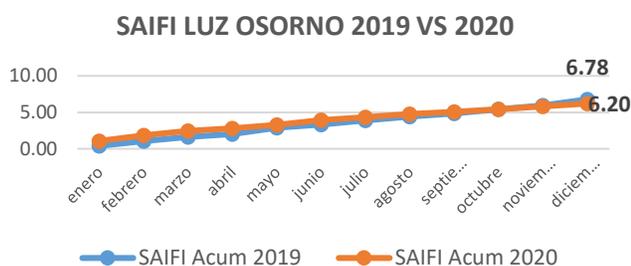
En el año 2020 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Luz Osorno, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2020, Luz Osorno cubre 11 comunas y que suman 25.000 clientes aproximadamente.



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

Disminución de SAIFI, de 6.78 a 6.20, es decir, un 8% de mejora. Disminución de SAIDI, de 26.22 a 20.13, es decir, un 23% de mejora.



## FACTORES DE RIESGO

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

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

### RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución

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 de enero de 2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 01 de enero de 2022.

Adicionalmente, con fecha 02 de noviembre de 2019, se publicó en el Diario Oficial, Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31 de diciembre de 2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se 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 de diciembre de 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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

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

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

## RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

### A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

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

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

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

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con estos antecedentes la Comisión emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2021/01 (suministro enero 2026 – diciembre 2040), cuya adjudicación está contemplada para junio 2021.

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

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

### B) ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

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

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

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

Producto del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica considerado en la Ley N°21.185-19 del Ministerio de Energía, se puede apreciar un mayor riesgo de insolvencia para las generadoras con contratos de suministro, debido a que ellas asumirán el saldo entre el precio estabilizado y el precio que debió

cobrarse con una indexación normal. Los costos marginales se esperan bajos, pero atrasos de los proyectos de transmisión podrían generar desacoples de costos marginales en ciertas zonas, y los montos que recibirían las generadoras dado los precios estabilizados, podrían no cubrir los costos marginales desacoplados.

Aun así, la Sociedad realiza estimaciones ante un escenario de déficit de suministro, para planificar posibles acciones (acuerdos entre distribuidoras, informe a generadoras y autorización de la CNE) en búsqueda del traspaso de excedentes disponibles en distribuidoras con superávit de suministro, o bien, incorporar nuevos requerimientos a los próximos procesos de licitación.

## RIESGO FINANCIERO

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

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

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

## GESTIÓN FINANCIERA

### UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida 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°1945 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\$4.086.319.-

### DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°19	26-05-2018	371.185	2017
Final N°20	24-05-2019	274.380	2018
Final N°21	30-05-2020	390.558	2019

### DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N°22 de \$427.606,960052322000 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020. Este dividendo representa un 80% de la utilidad y significa un pago total de M\$3.269.055.

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

## CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2020 ascendía a M\$10.557.505, distribuido en 7.645 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	10.557.505
Ganancias acumuladas	7.432.431
Otras reservas	206.644
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	<b>18.196.580</b>

	M\$
Patrimonio atribuible propietarios de la controladora	18.196.580
Dividendo a pagar	-4.086.319
Dividendo provisorio	1.225.896
Deducción Patrimonial	-2.860.423
<b>Patrimonio después del reparto</b>	<b>15.336.157</b>

## REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

### DIRECTORIO

En conformidad a lo dispuesto en 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 Garcia Huidobro	1.718	1.528
Ivan Díaz Molina	1.718	1.528
<b>TOTAL</b>	<b>3.436</b>	<b>3.056</b>

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

En 2020 no existen gastos en asesorías ni otros servicios relevantes contratados por el Directorio, o incentivos, tales como bonos, compensaciones en acciones, opciones de acciones u otros.

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

## EJECUTIVOS PRINCIPALES

La Sociedad no tiene ejecutivos contratados directamente por ella durante el ejercicio 2020.

## DOTACIÓN DE PERSONAL

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

	2020
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	-
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	34
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	6
<b>TOTAL</b>	<b>40</b>

## INFORMACIÓN FINANCIERA

### POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

La Sociedad y sus Filiales continuarán su estrategia de desarrollo a través del fortalecimiento de los negocios en que participan actualmente, consolidando su posición de distribuidoras, subtransmisora y generadora 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, la prioridad ha sido mantener la continuidad operacional y del suministro según los estándares requeridos por la normativa vigente cuidando de sus trabajadores, contratistas y clientes, ante los posibles efectos del brote de COVID-19, además de considerar las medidas gubernamentales que se están tomando para reducir su propagación. Adicionalmente, se están tomando medidas que puedan aliviar la economía de los clientes más vulnerables, así como también mitigar los posibles efectos en la liquidez de la Sociedad.

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

- En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Ben Hawkins y Christopher Powell.
- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2020, el Directorio de Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno), aprobó el pago de un dividendo final de \$390.558,527207325 por acción para Luz Osorno, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019.
- Los dividendos señalados, se pagaron a partir del día 30 de mayo de 2020, a los accionistas que figuren inscritos en el Registro de Accionistas al quinto día hábil anterior a la fecha de pago. Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascienden a 7.645 para Luz Osorno lo que significa un pago total de M\$2.985.820 para Luz Osorno.
- 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, la matriz de Luz Osorno, Saesa, acordó 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 mantiene un 50% de participación a la sociedad Chilquinta Energía S.A. titular del 50% de participación restante.

- 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 Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno), las cuales, son 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 Luz Osorno 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.

## 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**



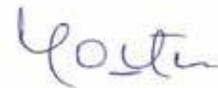
Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

**VICEPRESIDENTE**



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

**DIRECTOR TITULAR**



Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

**DIRECTOR TITULAR**



Ashley Munroe / Extranjero

**DIRECTOR TITULAR**



Stacey Purcell / Extranjera

**DIRECTOR TITULAR**



Christopher Powell / Extranjero

**DIRECTOR TITULAR**



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

**GERENTE GENERAL**

## ESTADOS FINANCIEROS

# **COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO 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 de  
Compañía Eléctrica Osorno S.A.

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

### Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”). Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

### Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros a base de nuestras auditorías. Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad de que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Sociedad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Sociedad. En consecuencia, no expresamos tal opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros.

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

## Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Compañía Eléctrica Osorno S.A. al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).



Marzo 29, 2021  
Santiago, Chile



María Ester Pinto U.  
RUT: 10.269.053-2  
Socia

**Estados Financieros Clasificados**

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

**COMPAÑÍA ELECTRICA OSORNO S.A.**

En miles de pesos chilenos – M\$

**COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.**  
**Estados 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\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	527.788	530.133
Otros activos no financieros corrientes		17.161	4.310
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	7	6.735.858	7.091.628
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	785	-
Inventarios corrientes	9	99.017	97.339
Activos por Impuestos corrientes, corrientes	10	388.302	379.728
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.		7.768.911	8.103.138
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>		<b>7.768.911</b>	<b>8.103.138</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>			
Cuentas por cobrar no corrientes	7	91.310	149.880
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	-	2.010.000
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	510.166	510.166
Propiedades, planta y equipo	12	22.833.149	19.721.320
Activos por impuestos diferidos	13	331.827	271.225
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>23.766.452</b>	<b>22.662.591</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		<b>31.535.363</b>	<b>30.765.729</b>

**COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.**  
**Estados 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\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	2.976.203	3.938.827
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	3.434.327	3.081.351
Otras provisiones corrientes	16	237.837	292.597
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	1.050.107	1.075.785
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	16	199.647	188.227
Otros pasivos no financieros corrientes	17	2.604.804	2.809.698
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		10.502.925	11.386.485
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	364.000	-
Pasivo por impuestos diferidos	13	2.214.671	2.036.874
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	16	256.263	205.714
Otros pasivos no financieros no corrientes	17	924	816
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		2.835.858	2.243.404
TOTAL PASIVOS		13.338.783	13.629.889
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	18	10.557.505	10.557.505
Ganancias acumuladas	18	7.432.431	6.363.500
Otras reservas	18	206.644	214.835
TOTAL PATRIMONIO		18.196.580	17.135.840
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		31.535.363	30.765.729

**COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.**  
**Estados 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\$
<b>Ganancia</b>			
Ingresos de actividades ordinarias	19	21.342.518	20.196.478
Otros ingresos	19	2.297.499	2.489.877
Materias primas y consumibles utilizados	20	(13.104.072)	(12.979.067)
Gastos por beneficios a los empleados	21	(874.064)	(794.008)
Gasto por depreciación y amortización	22	(1.028.892)	(941.943)
Otros gastos, por naturaleza	24	(2.825.984)	(2.511.774)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	23	(302.545)	(88.455)
Otras ganancias (pérdidas)		4.350	(7.577)
Ingresos financieros	25	24.123	42.793
Costos financieros	25	(11.704)	(9.505)
Diferencias de cambio	25	(214)	4
Resultados por unidades de reajuste	25	10.661	19.917
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>5.531.676</b>	<b>5.416.740</b>
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	13	(1.445.357)	(1.435.647)
<b>Ganancia</b>		<b>4.086.319</b>	<b>3.981.093</b>

**COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.**  
**Estados 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\$
<b>Ganancia</b>		<b>4.086.319</b>	<b>3.981.093</b>
<b>Otro resultado integral</b>			
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos</b>			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	16	(11.221)	(34.556)
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>		<b>(11.221)</b>	<b>(34.556)</b>
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	13	3.030	9.330
<b>Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año</b>		<b>3.030</b>	<b>9.330</b>
<b>Otro Resultado Integral</b>		<b>(8.191)</b>	<b>(25.226)</b>
<b>Resultado Integral Total</b>		<b>4.078.128</b>	<b>3.955.867</b>

**COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.**  
**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 participacion es en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Total Patrimonio Neto M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$		
Saldo Inicial al 01/01/2020	10.557.505	-	-	-	-	-	(33.704)	248.539	214.835	6.363.500	17.135.840
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al 01/01/2020 con aplicación de nuevas normas	10.557.505	-	-	-	-	-	(33.704)	248.539	214.835	6.363.500	17.135.840
<b>Cambios en patrimonio</b>											
Resultado Integral											
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.086.319	4.086.319
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(8.191)	-	(8.191)	-	(8.191)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	(8.191)	-	(8.191)	-	(8.191)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.017.388)	(3.017.388)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(8.191)	-	(8.191)	1.068.931	1.060.740
Saldo Final al 31/12/2020	10.557.505	-	-	-	-	-	(41.895)	248.539	206.644	7.432.431	18.196.580

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participacion es en el patrimonio M\$	Cambio en otras reservas						Ganancias acumuladas M\$	Total Patrimonio Neto M\$
				Superavit de Revaluación M\$	Reserva de diferencias de cambio en conversiones M\$	Reserva de coberturas de flujo de efectivo M\$	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos M\$	Otras reservas varias M\$	Otras reservas M\$		
Saldo Inicial al 01/01/2019	10.557.505	-	-	-	-	-	(8.478)	248.539	240.061	5.045.081	15.842.657
<b>Ajustes de Periodos Anteriores</b>											
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al 01/01/2019 con aplicación de nuevas normas	10.557.505	-	-	-	-	-	(8.478)	248.539	240.061	5.045.081	15.842.647
<b>Cambios en patrimonio</b>											
Resultado Integral											
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.981.093	3.981.093
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(25.226)	-	(25.226)	-	(25.226)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	(25.226)	-	(25.226)	-	(25.226)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.662.674)	(2.662.674)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(25.226)	-	(25.226)	1.318.419	1.293.193
Saldo Final al 31/12/2019	10.557.505	-	-	-	-	-	(33.704)	248.539	214.835	6.363.500	17.135.840

**COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.**  
**Estados 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\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>		26.944.256	27.844.704
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		26.942.805	27.836.337
Otros cobros por actividades de operación		1.451	8.367
<b>Clases de pagos</b>		(21.043.247)	(20.279.515)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(19.609.962)	(19.031.808)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(805.138)	(742.050)
Otros pagos por actividades de operación		(628.147)	(505.657)
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.239.113)	(355.180)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación</b>		4.661.896	7.210.009
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Préstamos a entidades relacionadas		(1.010.000)	(2.010.000)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(4.069.309)	(3.249.645)
Cobros a entidades relacionadas		3.020.000	-
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		24.123	42.793
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión</b>		(2.035.186)	(5.216.852)
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Préstamos de entidades relacionadas	6	2.370.000	2.185.000
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(2.006.000)	(2.185.000)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	18	(2.985.820)	(2.097.638)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(7.263)	(6.657)
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación</b>		(2.629.083)	(2.104.295)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(2.373)	(111.138)
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>		28	6
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		28	6
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		(2.345)	(111.132)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del año		530.133	641.265
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año</b>	6	527.788	530.133

COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio .....	10
2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas.....	11
2.1 Principios contables.....	11
2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas .....	11
2.3 Período cubierto .....	11
2.4 Bases de preparación .....	11
2.5 Moneda funcional .....	11
2.6 Bases de conversión .....	12
2.7 Compensación de saldos y transacciones.....	12
2.8 Propiedades, planta y equipo .....	12
2.9 Activos intangibles.....	14
2.9.1 Servidumbres .....	14
2.9.2 Programas informáticos .....	14
2.9.3 Costos de investigación y desarrollo .....	14
2.10 Deterioro de los activos no financieros .....	14
2.11 Arrendamientos.....	15
2.11.1 Sociedad actúa como arrendatario: .....	15
2.11.2 Sociedad actúa como arrendador: .....	16
2.12 Instrumentos financieros.....	17
2.12.1 Clasificación y medición inicial de los activos financieros .....	17
2.12.2 Medición posterior de los activos financieros.....	17
2.12.3 Deterioro de activos financieros no derivados.....	18
2.12.4 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	18
2.12.5 Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros.....	19
2.12.6 Instrumentos de patrimonio .....	19
2.13 Inventarios.....	19
2.14 Otros pasivos no financieros .....	19
2.14.1 Ingresos diferidos .....	19
2.14.2 Subvenciones estatales .....	19
2.14.3 Obras en construcción para terceros .....	20
2.15 Provisiones .....	20
2.16 Beneficios a los empleados .....	20
2.17 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	21
2.18 Impuesto a las ganancias.....	21
2.19 Reconocimiento de ingresos y costos.....	22
2.20 Dividendos.....	23
2.21 Estado de flujos de efectivo.....	23
2.22 Nuevos pronunciamientos contables .....	24
3. Regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	25
3.1 Generación eléctrica.....	25
3.2 Distribución .....	26
3.3 Marco regulatorio.....	27
3.3.1 Aspectos generales.....	27
3.3.2 Ley Tokman .....	27
3.3.3 Ley Net Metering.....	27
3.3.4 Ley de Concesiones .....	27
3.3.5 Ley de Licitación de ERNC.....	27
3.3.6 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	28
3.3.7 Modificaciones al Marco Legal para las Licitaciones de Suministro de Electricidad para clientes regulados, y a la LGSE.....	28
3.3.8 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local.....	28
3.3.9 Ley de Generación Residencial.....	28
3.3.10 Norma Técnica de Distribución .....	28

3.3.11 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica .....	29
3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores .....	30
4. Política de Gestión de Riesgos .....	30
4.1 Riesgo financiero .....	30
4.1.1 Tipo de cambio .....	30
4.1.2 Variación UF .....	31
4.1.3 Tasa de interés .....	31
4.1.4 Riesgo de liquidez .....	31
4.1.5 Riesgo de crédito .....	31
5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad .....	32
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo .....	33
7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar .....	35
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas .....	38
9. Inventarios .....	41
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes .....	42
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía .....	42
12. Propiedades, planta y equipo .....	43
13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos .....	44
13.1 Impuesto a la renta .....	44
13.2 Impuestos diferidos .....	45
14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar .....	46
15. Instrumentos financieros por categoría .....	48
15.1 Valor Justo de instrumentos financieros .....	49
16. Provisiones .....	50
16.1 Otras Provisiones corrientes .....	50
16.2 Provisiones Corrientes, por Beneficios a los Empleados .....	51
16.3 Provisiones No Corrientes, Por Beneficios a los Empleados .....	51
16.4 Juicios y multas .....	53
16.4.1 Juicios .....	53
16.4.2 Multas .....	53
17. Otros Pasivos No Financieros .....	54
18. Patrimonio .....	54
18.1 Patrimonio neto de la Sociedad .....	54
18.1.1 Capital suscrito y pagado .....	54
18.1.2 Dividendos .....	54
18.1.3 Otras Reservas .....	54
18.1.4 Ganancias Acumuladas .....	55
18.1.5 Gestión de capital .....	55
18.1.6 Restricciones a la disposición de fondos .....	55
19. Ingresos .....	56
20. Materias Primas y Consumibles Utilizados .....	57
21. Gastos por Beneficios a los Empleados .....	57
22. Gasto por Depreciación .....	58
23. Otros Gastos Por Naturaleza .....	58
24. Resultado Financiero .....	59
25. Medio Ambiente .....	59
26. Garantías Comprometidas con Terceros .....	59
27. Cauciones Obtenidas de Terceros .....	59
28. Moneda Extranjera .....	60
29. Hechos Posteriores .....	60

**COMPAÑIA ELECTRICA OSORNO S.A.**

**Notas a los Estados Financieros**

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019

(En miles de pesos chilenos – M\$)

---

**1. Información General y Descripción del Negocio**

**a) Información General**

Compañía Eléctrica Osorno S.A., en adelante la “Sociedad” o “Luz Osorno” fue constituida por escritura pública de fecha 11 de enero de 1988 con el nombre de Compañía Eléctrica Osorno S.A.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes con el número 116 y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), ex Superintendencia de Valores y Seguros.

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

**b) Información del Negocio**

Luz Osorno distribuye energía eléctrica en el área rural de la provincia de Osorno.

## **2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas**

### **2.1 Principios contables**

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

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Para estos fines, las NIIF comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standards Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros (CINIIF).

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

### **2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas**

La información contenida en estos Estados Financieros es responsabilidad de la Administración de la Sociedad.

La preparación de los presentes Estados Financieros, requiere el uso de estimaciones y supuestos por parte de la Administración. Estas estimaciones están basadas en el mejor saber de la Administración sobre los montos reportados, eventos o acciones a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros. Sin embargo, es posible que acontecimientos en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría, conforme a lo establecido en NIC 8, de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros futuros. El detalle de las estimaciones y criterios contables significativos se detallan en la Nota 5.

### **2.3 Período cubierto**

Los presentes Estados Financieros comprenden:

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

### **2.4 Bases de preparación**

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

### **2.5 Moneda funcional**

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

## 2.6 Bases de conversión

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

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

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

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

## 2.7 Compensación de saldos y transacciones

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

## 2.8 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 o la matriz del Grupo.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$93.115 al 31 de diciembre de 2020 y a M\$114.423 al 31 de diciembre de 2019. (Ver nota 22).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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

ACTIVO FIJO	INTERVALO DE AÑOS DE VIDA 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, la Sociedad tiene concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

## **2.9 Activos intangibles**

### **2.9.1 Servidumbres**

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

### **2.9.2 Programas informáticos**

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

### **2.9.3 Costos de investigación y desarrollo**

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

## **2.10 Deterioro de los activos no financieros**

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida 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, podría 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 habría determinado, si no se hubiera reconocido un deterioro anteriormente. Se reconoce un reverso como una disminución del cargo por depreciación de inmediato en el resultado del 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, planta y equipo, y del activo intangible, (en el caso que cumplan las condiciones para evaluación) y plusvalía (en forma anual), el valor en uso es el criterio utilizado por la Sociedad.

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

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

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

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 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 tomando en cuenta estos supuestos la Administración no detectó evidencia de deterioro en su UGE

## **2.11 Arrendamientos**

### **2.11.1 Sociedad actúa como arrendatario:**

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, la Sociedad analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Se considera que existe control si el cliente tiene i) derecho a

obtener sustancialmente todos los beneficios económicos procedentes del uso de un activo identificado; y ii) derecho a dirigir el uso del activo.

Al comienzo del arrendamiento se registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

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

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

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

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

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

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

### **2.11.2 Sociedad actúa como arrendador:**

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

El resto de arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

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

## **2.12 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.

### **2.12.1 Clasificación y medición inicial de los activos financieros**

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

La nueva clasificación y medición corresponde a la siguiente:

i. Costo amortizado:

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

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

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

iii. Valor razonable con cambios en resultados

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

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

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

### **2.12.2 Medición posterior de los activos financieros**

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

- (i) En el caso de los activos financieros reconocidos inicialmente a costo amortizado, deberán ser medidos posteriormente al costo amortizado 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 resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado de resultados integrales. En baja de cuentas, las ganancias y pérdidas acumuladas en resultados integrales se reclasifican a resultados del año.
- (iii) En relación a los activos financieros reconocidos inicialmente a valor razonable con cambios en resultado, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en resultados del año. Estos activos financieros son mantenidos para negociar y se adquieren con el propósito de venderlos en el corto plazo. Los activos financieros en esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

### **2.12.3 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.

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

En relación con los préstamos a partes relacionadas, la Administración ha evaluado que no ha habido un incremento significativo en el riesgo de crédito de los préstamos a partes relacionadas desde el reconocimiento inicial hasta el 31 de diciembre de 2020. Por consiguiente, la administración no espera reconocer pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses para los préstamos a empresas relacionadas.

### **2.12.4 Efectivo y otros medios líquidos equivalentes**

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

### **2.12.5 Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros**

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

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

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

- a) Cuentas por pagar comerciales:

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

- b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras.

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

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

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

### **2.12.6 Instrumentos de patrimonio**

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que origina un 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 única.

## **2.13 Inventarios**

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

### **2.14 Otros pasivos no financieros**

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

#### **2.14.1 Ingresos diferidos**

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

#### **2.14.2 Subvenciones estatales**

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

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

### **2.14.3 Obras en construcción para terceros**

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. La utilidad es reconocida en proporción al grado de avance. La Sociedad mide el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000). Bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

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

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

### **2.15 Provisiones**

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

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

### **2.16 Beneficios a los empleados**

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

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

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

#### **- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio**

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

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

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 3,21% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

### **2.17 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

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

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

### **2.18 Impuesto a las ganancias**

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

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

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

Aquellas variaciones que provienen de combinaciones de negocio y que no se reconocen en la toma de control por no estar asegurada su recuperación se imputan, dentro del período de medición, reduciendo, en su caso, el valor de la plusvalía comprada que haya sido contabilizado 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 en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

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

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

## **2.19 Reconocimiento de ingresos y costos**

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

La Sociedad reconoce ingresos de las siguientes fuentes principales:

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

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

### **(i) Venta de Energía:**

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

### **(ii) 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 facturadas o estimadas constituyen una obligación de desempeño. Los ingresos por Generación y Comercialización son reconocidos a lo largo del tiempo.

### **(iii) Ingresos por venta al detalle de productos y servicios:**

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

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

### **(iv) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.14.3)**

Las otras obras a terceros corresponden a obras eléctricas que construye la entidad y son facturadas y/o cobradas por anticipado a terceros, distintos de subvenciones gubernamentales. Estas generan al inicio un pasivo y una cuenta por cobrar equivalente. En la medida que se avanza en la construcción de la obra se disminuye el pasivo correspondiente hasta el término de la construcción. Los ingresos por construcción de obras a terceros son reconocidos a través del tiempo.

(v) Ingresos por intereses:

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

La Sociedad determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación, si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, la Sociedad aplica la solución práctica prevista 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 período sobre el que se informa.

## 2.20 Dividendos

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

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

## 2.21 Estado de flujos de efectivo

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

- **Flujos de efectivo:** Entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** Son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios de la Sociedad, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** Son las actividades 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.

## 2.22 Nuevos pronunciamientos contables

a) Las siguientes Enmiendas a NIIF han sido adoptadas en estos estados financieros:

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

### Impacto de la aplicación de nuevas normas y enmiendas

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

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

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

Las enmiendas a NIIF 16:

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 Enmiendas

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, <i>Contratos de Seguros</i>	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 se encuentra evaluando el impacto de la adopción de las nuevas normas y enmiendas a las normas.

### 3. Regulación sectorial y funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

En sistemas con una capacidad instalada igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional, (“CEN”), quien reemplaza a los Centros de Despacho Económico de Carga (“CDEC”), el que tiene las siguientes funciones:

- Preservar la seguridad del servicio;
- Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
- Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

En Chile existían 2 grandes sistemas eléctricos independientes y que en conjunto representan más del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande (“SING”), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central (“SIC”), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé. Ambos con capacidades instaladas de generación superiores a los 200 MW. Con fecha 21.11.2017 se produjo la interconexión de ambos sistemas, generando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

#### 3.1 Generación eléctrica

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

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

- a) **Mercado de los grandes clientes:** Hasta el año 2014 pertenecían aquellos clientes con potencia instalada superior a 2 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Con la modificación de la Ley Eléctrica, mediante la Ley N° 20.805, publicada en el Diario Oficial el 29/01/2015, se modifica el límite de potencia, aumentándola de 2 MW a 5 MW. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años. Los clientes entre 2 y 5 MW que originalmente eran tratados como libres, no podrán cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años desde publicada esta Ley, es decir, a partir del 29/01/2019.

- b) Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que actualmente se establece por un periodo mínimo de contrato de 20 años. Cabe señalar que los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras troncales (transmisión nacional). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas de transmisión zonal se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora. Por lo tanto, el precio de venta a clientes regulados incorpora componentes de costos de generación, transmisión y de transmisión zonal.

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

### **3.2 Distribución**

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

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

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de la empresa en áreas típicas y utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. La tarifa es fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados.

Producto de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019, cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el próximo proceso tarifario la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

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

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

#### **a) Ventas a Clientes Regulados**

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

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

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

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

#### **b) 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.

### **3.3 Marco regulatorio**

#### **3.3.1 Aspectos generales**

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

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

A continuación se describen las normas más importantes emitidas:

#### **3.3.2 Ley Tokman**

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

#### **3.3.3 Ley Net Metering**

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

#### **3.3.4 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.

#### **3.3.5 Ley de Licitación de ERNC**

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

### **3.3.6 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.

### **3.3.7 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.

### **3.3.8 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local**

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

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

### **3.3.9 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.

### **3.3.10 Norma Técnica de Distribución**

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

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes finales. Recientemente, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/2019) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto debería ser devuelto por la empresa. A partir de dicho anuncio, se ha dado inicio a un trabajo conjunto con el gobierno para establecer la forma de implementar

dicho anuncio y en función de este trabajo determinar correctamente los montos involucrados a contar del 26 de agosto de 2019 se comenzó la devolución de los montos involucrados.

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

### **3.3.11 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica**

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios propuestos son:

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

### **3.3.12 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.

### **3.3.13 Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19**

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N° 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.

### 3.3.14 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

## 4. Política de Gestión de Riesgos

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

Los principales riesgos a los cuales está expuesto la Sociedad son los siguientes:

### 4.1 Riesgo financiero

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

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

#### 4.1.1 Tipo de cambio

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

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

#### **4.1.2 Variación UF**

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

Cabe mencionar que, más de 74% de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía. Las tarifas de ventas incluyen además en sus en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el Dólar estadounidense y el IPC de los Estados Unidos de América (CPI).

#### **4.1.3 Tasa de interés**

La administración de este riesgo se enfoca principalmente a los pasivos con el sistema financiero. Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad no posee deuda con el sistema financiero.

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

#### **4.1.4 Riesgo de liquidez**

Tal como se mencionó en la nota anterior, la administración de caja se realiza centralizadamente en las matrices de la Sociedad (Saesa e Inversiones Eléctricas del Sur S.A.). Estas empresas gestionan el capital de trabajo y el financiamiento con el sistema financiero para luego en virtud de los excedentes o déficit de caja de la Sociedad, solicitar o entregar financiamiento.

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

Las matrices de la Sociedad, incluyéndola cuentan con contratos de líneas de Capital de Trabajo por un monto total de UF 1.000.000 en conjunto con la relacionada Frontel, disponible a todo evento, y de libre disposición hasta diciembre del año 2020, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

#### **4.1.5 Riesgo de crédito**

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

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

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

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

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

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

Conceptos	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	26.340.017	22.686.355
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	267.864	84.628
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	1,02%	0,37%

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

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

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

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

- **Vida útil económica de activos:** La vida útil de los bienes de Propiedades, planta y equipo que son utilizadas para propósitos del cálculo de la depreciación, es determinada 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 revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si hay cualquier indicio que el valor libro no pueda ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo 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:** La Sociedad estimará el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar, para lo que se establecen porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas.
- **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen del convenio colectivo suscrito con los trabajadores de la Sociedad, en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el año, una estimación por los servicios suministrados pendientes de facturación al cierre del año. Asimismo, los costos asociados a dichos ingresos han sido debidamente incluidos como costos de explotación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la explotación, la estimación de determinados montos del Sistema Eléctrico (entre otros, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten reflejar liquidaciones entre las distintas empresas del Sistema por servicios ya prestados. Estos valores se cancelarán una vez emitidas las liquidaciones definitivas por los Entes Regulatorios responsables, las que a la fecha de los Estados Financieros aún estaban pendientes por salir.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.
- **Aplicación de NIIF 16:** Los juicios críticos requeridos en la aplicación de esta norma incluyen los siguientes:
  - Estimación del plazo de arrendamiento.
  - Determinar si es razonable cierto que una opción de extensión o terminación será ejercida.
  - Determinación de la tasa apropiada para descontar los pagos de arrendamientos.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se realizaron en función a la mejor información disponible sobre los hechos analizados a la fecha de estos estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan ocurrir en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos ejercicios, lo que se registraría en el momento de conocida la variación, reconociendo los efectos de dichos cambios en los correspondientes estados financieros en las cuentas de resultados o patrimonio según sea el caso.

## 6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y equivalente al efectivo	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Efectivo en caja	190.388	197.609
Saldo en Bancos	162.209	332.524
Otros instrumentos de renta fija	175.191	-
<b>Totales</b>	<b>527.788</b>	<b>530.133</b>

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

Todos estos instrumentos se tienen para cumplir los compromisos de pago a corto plazo y son fácilmente convertibles en una cantidad determinada de efectivo y están sujetos a un bajo nivel de riesgo de cambios en su valor. Todos los tipos de instrumentos devengan el interés de mercado para ese tipo de operaciones.

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\$
Luz Osorno	Itaú Administradora General de Fondos S.A	Fondos Mutuos	AA+fm/M1	175.191	-
<b>Totales</b>				<b>175.191</b>	<b>-</b>

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	520.901	530.133
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	6.887	-
<b>Totales</b>		<b>527.788</b>	<b>530.133</b>

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación 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	Devengo intereses	Actualización UF	Actualización TC	Amortización	31/12/2020 M\$
Préstamos en cuenta corriente	-	-	(7.263)	-	-	7.498	-	(5)	-	235
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	-	(2.006.000)	-	-	2.370.000	-	-	(64.465)	-	364.000
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>(2.006.000)</b>	<b>(7.263)</b>	<b>-</b>	<b>2.370.000</b>	<b>7.498</b>	<b>-</b>	<b>(64.470)</b>	<b>-</b>	<b>364.235</b>

	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo				
	31/12/2018 M\$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Devengo intereses	Actualización UF	Actualización TC	Amortización	31/12/2019 M\$
Préstamos en cuenta corriente	-	(2.185.000)	(6.657)	-	(2.185.000)	6.657	-	-	-	-
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>-</b>	<b>(2.185.000)</b>	<b>(6.657)</b>	<b>-</b>	<b>(2.185.000)</b>	<b>6.657</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## 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	6.167.971	-	6.081.120	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	1.504.934	91.310	1.728.486	149.880
<b>Totales</b>	<b>7.672.905</b>	<b>91.310</b>	<b>7.809.606</b>	<b>149.880</b>

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	5.845.382	-	5.988.304	-
Otras cuentas por cobrar, neto	890.476	91.310	1.103.324	149.880
<b>Totales</b>	<b>6.735.858</b>	<b>91.310</b>	<b>7.091.628</b>	<b>149.880</b>

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	322.589	-	92.816	-
Otras cuentas por cobrar	614.458	-	625.161	-
<b>Totales</b>	<b>937.047</b>	<b>-</b>	<b>717.977</b>	<b>-</b>

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes facturados y no facturados y 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\$
<b>Facturados</b>	<b>5.236.433</b>	<b>63.172</b>	<b>4.852.697</b>	<b>67.987</b>
Energía y peajes	3.930.445	-	3.309.582	-
Anticipos para importaciones y proveedores	5.096	-	0	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	137.700	-	137.700	-
Convenios de pagos y créditos por energía	177.881	24.970	124.362	16.383
Deudores materiales y servicios	19.139	-	107.609	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	310.171	38.202	385.880	51.604
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	-	-	-	-
Otros	656.001	-	787.564	-
<b>No Facturados o provisionados</b>	<b>2.287.729</b>	<b>-</b>	<b>2.828.099</b>	<b>-</b>
Energía y Peajes uso de líneas eléctricas	28.163	-	40.629	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	1.009.399	-	1.438.219	-
Equidad Tarifaria Residencial	9.675	-	155.538	-
Energía en medidores (*)	1.210.162	-	1.140.503	-
Provisión ingresos por obras	30.330	-	53.210	-
Otros	-	-	-	-
<b>Otros (Cuenta corriente empleados)</b>	<b>148.743</b>	<b>28.138</b>	<b>128.809</b>	<b>81.893</b>
<b>Totales, Bruto</b>	<b>7.672.905</b>	<b>91.310</b>	<b>7.809.605</b>	<b>149.880</b>
Provisión deterioro	(937.047)	-	(717.978)	-
<b>Totales, Neto</b>	<b>6.735.858</b>	<b>91.310</b>	<b>7.091.627</b>	<b>149.880</b>

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes:

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	177.881	24.970	124.362	16.383
Anticipos para importaciones y proveedores	5.096	-	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	168.030	-	190.911	-
Deudores materiales y servicios	19.139	-	107.609	-
Cuenta corriente al personal	148.743	28.138	128.809	81.893
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	310.171	38.202	385.880	51.604
Otros deudores	656.001	-	787.564	-
<b>Totales</b>	<b>1.485.061</b>	<b>91.310</b>	<b>1.725.135</b>	<b>149.880</b>
Provisión deterioro	(614.458)	-	(625.161)	-
<b>Totales, Neto</b>	<b>870.603</b>	<b>91.310</b>	<b>1.099.974</b>	<b>149.880</b>

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2020 es de M\$6.827.168 y al 31 de diciembre de 2019 es de M\$7.241.508.
- b) La Sociedad, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, está obligada a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2020 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 25.154 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	19.244	16%
Comercial	1.041	16%
Industrial	3.999	7%
Agrícola	195	57%
Otros	675	4%
<b>Total</b>	<b>25.154</b>	<b>100%</b>

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

- c) Al 31 de diciembre de 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 menor a tres meses	1.367.378	1.591.745
Con vencimiento entre tres y seis meses	204.024	55.474
Con vencimiento entre seis y doce meses	159.898	24.046
Con vencimiento mayor a doce meses	77.055	10.753
<b>Totales</b>	<b>1.808.355</b>	<b>1.682.018</b>

El deterioro de los activos financieros se mide en base a la madurez de la cartera de acuerdo con los siguientes tramos (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 180	23%	47,34%
181 a 270	41%	69,72%
271 a 360	51%	72,72%
361 o más	92%	100,00%

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

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

- d) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 la estratificación de la cartera bruta es la siguiente (la Sociedad no tiene 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	16.735	4.915.997	241	141.855	16.976	5.057.852	14.644	5.472.952	242	89.087	14.886	5.562.039
Entre 1 y 30 días	2.820	742.322	39	26.040	2.859	768.362	4.762	1.043.409	110	26.005	4.872	1.069.414
Entre 31 y 60 días	1.312	395.843	40	25.511	1.352	421.354	1.873	433.694	71	22.061	1.944	455.755
Entre 61 y 90 días	680	185.606	18	9.711	698	195.317	361	74.554	21	4.021	382	78.575
Entre 91 y 120 días	329	94.815	14	10.164	343	104.979	167	34.688	12	3.866	179	38.554
Entre 121 y 150 días	265	73.914	14	20.225	279	94.139	127	18.366	6	405	133	18.771
Entre 151 y 180 días	224	58.468	11	1.694	235	60.162	107	17.993	5	1.061	112	19.054
Entre 181 y 210 días	196	19.402	22	1.907	218	21.309	103	14.371	7	1.050	110	15.421
Entre 211 y 250 días	166	40.966	12	1.541	178	42.507	74	15.266	3	202	77	15.468
Más de 250 días	1.194	979.299	92	18.935	1.286	998.234	671	682.769	22	3.665	693	686.434
<b>Totales</b>	<b>23.921</b>	<b>7.506.632</b>	<b>503</b>	<b>257.583</b>	<b>24.424</b>	<b>7.764.215</b>	<b>22.889</b>	<b>7.808.062</b>	<b>499</b>	<b>151.423</b>	<b>23.388</b>	<b>7.959.485</b>

- e) 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 en cobranza judicial	32	579.118	26	558.945
<b>Totales</b>	<b>32</b>	<b>579.118</b>	<b>26</b>	<b>558.945</b>

f) El detalle de los movimientos en la provisión de deterioro de deudores comerciales, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente
	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	685.151
Aumentos (disminuciones) del año	84.628
Montos castigados	(51.802)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	717.977
Aumentos (disminuciones) del período	267.864
Montos castigados	(48.794)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	937.047

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

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

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Provisión cartera no repactada	249.460	84.255
Provisión cartera repactada	18.403	373
Castigos del año	(48.794)	(51.802)
<b>Totales</b>	<b>219.069</b>	<b>32.826</b>

## 8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

### a. Accionistas

El detalle de los Accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Accionistas	Serie Unica	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	7637	7637	99,90%
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	8	8	0,10%
<b>Totales</b>	<b>7.645</b>	<b>7.645</b>	<b>100%</b>

### b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones de la Sociedad y sus relacionadas, corresponden a operaciones habituales del giro en cuanto a su objeto y condiciones.

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.

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

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar de la Sociedad, son las 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\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	-	-	-	2.010.000
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	785	-	-	-
<b>Totales</b>							<b>785</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2.010.000</b>

**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\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	2.176.121	-	1.235.096	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	1.224.613	-	1.193.079	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	26.068	-	338.585	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.282	-	1.249	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CH\$	235	-	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CH\$	-	364.000	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Edelaysén S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	3.062	-	2.202	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	83.710	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	-	-	4.620	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	1.361	-	222.499	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	844	-	57	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CH\$	481	-	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	130	-	127	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	130	-	127	-
<b>Totales</b>							<b>3.494.327</b>	<b>364.000</b>	<b>3.081.351</b>	<b>-</b>

**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	
					Monto Transacción	Efecto en Resultado (cargo)/abono	Monto Transacción	Efecto en Resultado (cargo)/abono
					M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Compra-venta de energía	-	-	1.751	(1.751)
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Préstamo en cuenta corriente	(2.010.000)	11.962	2.010.000	3.881
73.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Recuperación de gastos	(941.025)	-	26.143	-
73.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Matriz	Dividendos por Pagar	(31.534)	-	564.446	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	312.484	-	318.845	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Matriz	Préstamo en cuenta corriente	(364.000)	(7.498)	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	83.710	-	83.544	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Matriz Común	Recuperación de gastos	221.138	-	222.499	-

**c. Directorio y personal clave de la gerencia**

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

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 30 de abril de 2020, se efectuó la renovación del Directorio, 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	130	127
Jorge Lesser García-Huidobro	130	127
<b>Totales</b>	<b>260</b>	<b>254</b>

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 5 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 Luz Osorno. 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	1.718	1.528
Jorge Lesser García-Huidobro	1.718	1.528
<b>Totales</b>	<b>3.436</b>	<b>3.056</b>

**c) Compensaciones del personal clave de la gerencia**

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

## 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	95.580	92.726	2.854
Materiales en tránsito	5.145	5.145	-
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	1.304	1.146	158
<b>Totales</b>	<b>102.029</b>	<b>99.017</b>	<b>3.012</b>

Al 31 de diciembre de 2019:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	95.475	95.219	256
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	2.120	2.120	-
<b>Totales</b>	<b>97.595</b>	<b>97.339</b>	<b>256</b>

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\$2.756 para el año 2020 y de M\$1.742 para el año 2019.

Movimiento Provisión	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Provisión año	2.756	1.742
Aplicaciones a provisión	-	(3.440)
<b>Totales</b>	<b>2.756</b>	<b>(1.698)</b>

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

El detalle de los inventarios utilizados y reconocidos como gasto es el siguiente:

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	290.895	351.757
Otros gastos por naturaleza (**)	270.696	199.708
<b>Totales</b>	<b>561.591</b>	<b>551.465</b>

(\*) Ver Nota 20.

(\*\*) 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 a M\$1.740.945 (M\$1.583.557 en 2019) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$190.854 (M\$305.123 en 2019).

## 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 por recuperar año anterior	388.302	379.728
<b>Totales</b>	<b>388.302</b>	<b>379.728</b>

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 (*)	611.065	582.011
Iva Débito fiscal	437.894	492.968
Otros	1.148	806
<b>Totales</b>	<b>1.050.107</b>	<b>1.075.785</b>

## 11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Activos Intangibles Neto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	510.166	510.166
Servidumbres	510.166	510.166

Activos Intangibles Bruto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	511.899	511.899
Servidumbres	510.166	510.166
Software	1.733	1.733

Amortización Activos Intangibles	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables	(1.733)	(1.733)
Software	(1.733)	(1.733)

El activo intangible, no muestra movimiento para el año 2020 y 2019.

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

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

## 12. 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\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo</b>		
Terrenos	22.833.149	19.721.320
Edificios	73.675	-
Planta y Equipo	57.413	-
Equipamiento de Tecnologías de la Información	18.465.699	16.510.024
Construcción en Curso	54.765	77.396
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.114.127	3.102.850
	67.470	31.050
<b>Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>		
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>		
Terrenos	32.597.443	28.549.168
Edificios	73.675	-
Planta y Equipo	57.413	-
Equipamiento de Tecnologías de la Información	27.960.547	25.097.076
Instalaciones Fijas y Accesorios	279.344	279.344
Construcción en Curso	5.071	5.071
Otras Propiedades, Planta y Equipo	4.114.127	3.102.850
	107.266	64.827
<b>Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo</b>		
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>		
Planta y Equipo	(9.764.294)	(8.827.848)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(9.494.848)	(8.587.052)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(224.579)	(201.948)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(5.071)	(5.071)
	(39.796)	(33.777)

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

Movimiento año 2020	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Construcciones	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	-	-	16.510.024	77.396	3.102.850	31.050	19.721.320
Movimientos							
Adiciones	-	-	391.614	-	3.721.830	-	4.113.444
Retiros Valor Bruto	-	-	(65.169)	-	-	-	(65.169)
Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	92.356	-	-	90	92.446
Otros (Activación Obras en Curso)	73.675	57.413	2.322.159	-	(2.495.686)	42.439	-
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	214.867	-	(214.867)	-	-
Gastos por depreciación	-	-	(1.000.152)	(22.631)	-	(6.109)	(1.028.892)
Total movimientos	73.675	57.413	1.955.675	(22.631)	1.011.277	36.420	3.111.829
Saldo final al 31 de Diciembre de 2020	73.675	57.413	18.465.699	54.765	4.114.127	67.470	22.833.149
<b>Movimiento año 2019</b>							
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2019</b>							
Terrenos	-	-	15.703.661	126.992	1.746.378	6.896	17.583.927
Edificios, Neto	-	-	367.123	-	2.685.416	-	3.052.539
Planta y Equipo, Neto	-	-	(92.758)	-	-	(83)	(92.841)
Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	-	-	119.074	-	-	564	119.638
Construcciones	-	-	1.363.899	-	(1.391.064)	27.165	-
Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	-	-	(62.120)	-	62.120	-	-
Movimientos							
Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(888.855)	(49.596)	-	(3.492)	(941.943)
Gastos por depreciación	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	-	-	806.363	(49.596)	1.356.472	24.154	2.137.393
Saldo final al 31 de Diciembre de 2019	-	-	16.510.024	77.396	3.102.850	31.050	19.721.320

La depreciación de estos bienes se presenta en el rubro “Gastos por Depreciación y Amortización” del Estado de resultados integrales.

#### Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- a) La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- c) El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2020 y 2019 no es significativo. La Sociedad no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.

### 13. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

#### 13.1 Impuesto a la renta

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

Gasto por Impuesto a las Ganancias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Gasto por impuesto corriente	1.337.739	1.210.756
Otro gasto por impuesto corriente	(12.607)	47.282
<b>Gasto por impuestos corrientes, neto, total</b>	<b>1.325.132</b>	<b>1.258.038</b>
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	120.225	177.609
<b>Gasto por impuestos diferidos, neto, total</b>	<b>120.225</b>	<b>177.609</b>
<b>Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>1.445.357</b>	<b>1.435.647</b>
Impuestos a las ganancias relacionado con otro resultado integral	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(3.030)	(9.330)
<b>Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>	<b>(3.030)</b>	<b>(9.330)</b>

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	5.531.676	5.416.740
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(1.493.553)	(1.462.520)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	79.833	43.561
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(96.524)	(52.956)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(27.012)	(51.201)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	91.899	87.469
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	48.196	26.873
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.445.357)	(1.435.647)
Tasa impositiva efectiva	26,13%	26,50%

### 13.2 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	23.336	16.131
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	248.946	189.797
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	11.255	10.780
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	813	69
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	10.001	10.231
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	28.325	25.565
Impuestos diferidos otras provisiones	9.151	18.652
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>331.827</b>	<b>271.225</b>

Diferencias temporarias	Pasivos	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	2.208.461	2.024.454
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	6.210	12.420
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>2.214.671</b>	<b>2.036.874</b>

Diferencias temporarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
	Activo No Corriente	331.827
Pasivo No Corriente	(2.214.671)	(2.036.874)
<b>Neto</b>	<b>(1.882.844)</b>	<b>(1.765.649)</b>

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en los años 2020 y 2019, es el siguiente:

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	244.153	1.841.523
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	17.742	195.351
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	9.330	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	271.225	2.036.874
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	57.572	177.797
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	3.030	-
Saldo al 31 de diciembre de 2020	331.827	2.214.671

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

#### 14. 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	2.701.542	3.675.802
Otras cuentas por pagar	274.661	263.025
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>2.976.203</b>	<b>3.938.827</b>

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	1.665.498	3.103.448
Proveedores por compra de combustible y gas	1.346	866
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.034.698	571.488
Cuentas por pagar instituciones fiscales	13.975	13.662
Otras cuentas por pagar	260.686	249.363
<b>Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>2.976.203</b>	<b>3.938.827</b>

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

Proveedores con pago al día	Saldo al 31/12/2020				Saldo al 31/12/2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	683.072	1.691.813	326.657	2.701.542	235.828	3.243.523	196.451	3.675.802
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>	<b>683.072</b>	<b>1.691.813</b>	<b>326.657</b>	<b>2.701.542</b>	<b>235.828</b>	<b>3.243.523</b>	<b>196.451</b>	<b>3.675.802</b>

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	31/12/2020	
		M\$	%
GM Holdings S.A	76.240.103-7	177.589	6,57%
TELECOM Y ELECTRICIDAD S.	96.524.340-2	142.858	5,29%
SERV ING Y CONST PABLO SO	76.196.595-6	72.133	2,67%
TRANSELEC S. A.	76.555.400-4	66.098	2,45%
INGELSUR A.T LTDA	76.180.060-4	63.194	2,34%
AELA GENERACION S. A.	76.489.426-K	59.416	2,20%
CERRO DOMINADOR CSP S.A	76.237.256-8	50.680	1,88%
CONSTRUCCIONES E INGENIER	96.699.410-K	50.031	1,85%
CGE S.A.	76.411.321-7	42.663	1,58%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		1.673.789	61,96%
Otros Proveedores		303.091	11,21%
<b>Totales</b>		<b>2.701.542</b>	<b>100%</b>

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2019	
		M\$	%
Cristian Apablaza V. Ing/Cons. EIRL	76.051.781-K	144.149	3,92%
Banco de Chile (**)	97.004.000-5	78.057	2,12%
Telecomunicaciones y Electricidad S. A	96.524.340-2	74.974	2,04%
COLBUN S.A.	96.505.760-9	55.890	1,52%
Enel Generación Chile S.A	91.081.000-6	36.184	0,98%
BPC Servicios y Negocios S.A	76.184.731-K	29.119	0,79%
Bci Factoring S.A. (**)	96.720.830-2	24.906	0,68%
Ingelsur A.T. Ltda.	76.180.060-4	19.311	0,53%
Aela Generacion S.a	76.489.426-K	17.260	0,47%
Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica Paillaco S.A	96.798.200-8	14.091	0,38%
Santiago Solar S.A	76.378.017-1	13.163	0,36%
Ingeniería y Servicios Ltda.	76.759.840-8	9.947	0,27%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		3.063.744	83,35%
Otros Proveedores		95.007	2,59%
<b>Totales</b>		<b>3.675.802</b>	<b>100%</b>

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

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

## 15. Instrumentos financieros por categoría

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

### a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2020	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	6.827.168	-	6.827.168
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	785	-	785
Efectivo y equivalentes al efectivo	352.597	175.191	527.788
<b>Totales</b>	<b>7.180.550</b>	<b>175.191</b>	<b>7.355.741</b>

Activos financieros al 31/12/2019	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	7.241.508	-	7.241.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.010.000	-	2.010.000
Efectivo y equivalentes al efectivo	530.133	-	530.133
<b>Totales</b>	<b>9.781.641</b>	<b>-</b>	<b>9.781.641</b>

### b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2020	Pasivos financieros a costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.976.203	2.976.203
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	3.798.327	3.798.327
<b>Totales</b>	<b>6.774.530</b>	<b>6.774.530</b>

Pasivos financieros al 31/12/2019	Pasivos financieros a costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.938.827	3.938.827
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	3.081.351	3.081.351
<b>Totales</b>	<b>7.020.178</b>	<b>7.020.178</b>

## 15.1 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31/12/2020	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
<b>Inversiones mantenidas al costo amortizado:</b>		
Efectivo en caja	190.388	190.388
Saldo en Bancos	162.209	162.209
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	6.735.858	6.735.858
<b>Pasivos Financieros - al 31/12/2020</b>		
	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
<b>Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:</b>		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.976.203	2.976.203

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

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

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

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

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

Nivel 1: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante cuotas de mercados (sin ajustes) en mercado activos y considerando los mismos Activos y Pasivos valorizados.

Nivel 2: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante datos de cotizaciones de mercado, no incluidos en Nivel 1, que sean observables para los Activos y Pasivos valorizados, ya sea directamente (precios) o indirectamente (derivado de los precios).

Nivel 3: Corresponde a metodologías de medición a Valor Justo mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

## 16. Provisiones

### 16.1 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 (*)	237.837	292.597
<b>Totales</b>	<b>237.837</b>	<b>292.597</b>

(\*) Principalmente provisiones de multas y juicios.

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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2020</b>	<b>292.597</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	31.770
Provision no utilizada	(16.258)
Incremento en provisiones existentes	16.680
Provisión utilizada	(86.952)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>(54.760)</b>
<b>Saldo final al 31 de Diciembre de 2020</b>	<b>237.837</b>

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
<b>Saldo inicial al 01 de enero de 2019</b>	<b>159.187</b>
<b>Movimientos en provisiones</b>	
Provisiones adicionales	107.236
Provision no utilizada	(12.697)
Incremento en provisiones existentes	38.871
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>133.410</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>292.597</b>

## 16.2 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)	41.685	39.926
Provisión por beneficios anuales	157.962	148.301
<b>Totales</b>	<b>199.647</b>	<b>188.227</b>

b) El detalle del movimiento de las provisiones durante los años 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	39.926	148.301	188.227
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Incremento en provisiones existentes	21.004	139.022	160.026
Provisión utilizada	(19.245)	(129.361)	(148.606)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>1.759</b>	<b>9.661</b>	<b>11.420</b>
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	41.685	157.962	199.647

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	30.346	133.462	163.808
<b>Movimientos en provisiones</b>			
Incremento en provisiones existentes	35.579	141.355	176.934
Provisión utilizada	(25.999)	(126.516)	(152.515)
<b>Total movimientos en provisiones</b>	<b>9.580</b>	<b>14.839</b>	<b>24.419</b>
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	39.926	148.301	188.227

## 16.3 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	256.263	205.714
<b>Totales</b>	<b>256.263</b>	<b>205.714</b>

- b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años terminados al 31 de diciembre 2020 y 2019, es el siguiente:

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2020</b>	<b>205.714</b>
Costo por intereses	6.687
Costo del servicio del año	32.641
Efecto actuarial del año	3.301
Variación actuarial por experiencia	7.920
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2020</b>	<b>256.263</b>

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2019</b>	<b>132.762</b>
Costo por intereses	6.448
Costo del servicio del año	25.639
Costo de períodos anteriores	(1.067)
Efecto actuarial del año	34.556
Bonos antigüedad	7.376
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2019</b>	<b>205.714</b>

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

Gasto reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Costo por intereses	6.687	6.448
Costo del servicio del año	32.641	25.639
Bonos antigüedad	-	7.376
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados</b>	<b>39.328</b>	<b>39.463</b>
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	11.221	34.556
<b>Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales</b>	<b>50.549</b>	<b>74.019</b>

- d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2020, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	35.478	(29.070)

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	(27.520)	32.926

#### 16.4 Juicios y multas

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

##### 16.4.1 Juicios

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad ha 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 estados financieros, que rodea a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

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

Actualmente la Sociedad no presenta juicios vigentes al 31 de diciembre de 2020.

##### 16.4.2 Multas

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

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto Comprometido M\$
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

## 17. 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)	2.420.076	2.518.448	-	-
Otras obras de terceros	184.728	291.250	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	924	816
<b>Totales</b>	<b>2.604.804</b>	<b>2.809.698</b>	<b>924</b>	<b>816</b>

Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación social, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.14.2.

## 18. Patrimonio

### 18.1 Patrimonio neto de la Sociedad

#### 18.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 el capital social de Luz Osorno ascendía a M\$10.557.505 y está representado por 7.645 acciones únicas totalmente suscritas y pagadas.

#### 18.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2020 se aprobó el pago de un dividendo final de \$390.558,5272073250 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2019, lo que significó un pago total de M\$2.985.820. 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 \$274.380,386396337 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2018, lo que significó un pago total de M\$2.097.638. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 de mayo de 2019.

#### 18.1.3 Otras Reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Obras 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 de pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2020
	M\$	M\$	M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neta de impuestos diferidos	(33.704)	(8.191)	(41.895)
Otras reservas varias	248.539	-	248.539
<b>Totales</b>	<b>214.835</b>	<b>(8.191)</b>	<b>206.644</b>

Otras reservas varias por M\$248.539, corresponden a la revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero) de fecha 20 de junio de 2008.

Al 31 de diciembre de 2019:

	Saldo al 01 de enero de 2019	Reservas de pérdidas actuariales	Saldo al 31 de diciembre de 2019
	M\$	M\$	M\$
Reservas de ganancias o pérdidas actuariales, neta de impuestos diferidos	(8.478)	(25.226)	(33.704)
Otras reservas varias	248.539		248.539
<b>Totales</b>	<b>240.061</b>	<b>(25.226)</b>	<b>214.835</b>

#### 18.1.4 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 distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2020</b>	<b>6.095.671</b>	<b>267.829</b>	<b>6.363.500</b>
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	4.086.319	-	4.086.319
Diferencia reversa provisión y dividendo declarado	(1.791.492)	-	(1.791.492)
Provisión dividendo mínimo del período	(1.225.896)	-	(1.225.896)
<b>Saldo final al 31/12/2020</b>	<b>7.164.602</b>	<b>267.829</b>	<b>7.432.431</b>

La utilidad distribuible del ejercicio 2020, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2019, esto es M\$4.086.319.

	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2019</b>	<b>4.777.252</b>	<b>267.829</b>	<b>5.045.081</b>
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	3.981.093	-	3.981.093
Diferencia reversa provisión y dividendo declarado	(1.468.346)	-	(1.468.346)
Provisión dividendo mínimo del período	(1.194.328)	-	(1.194.328)
<b>Saldo final al 31/12/2019</b>	<b>6.095.671</b>	<b>267.829</b>	<b>6.363.500</b>

La utilidad distribuible del ejercicio 2019, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2018, esto es M\$3.981.093.

#### 18.1.5 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.

#### 18.1.6 Restricciones a la disposición de fondos

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus Accionistas.

## 19. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Integrales 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	21.002.238	19.911.070
Distribución	20.713.022	19.761.143
Residencial	3.410.868	2.843.728
Comercial	3.413.031	4.162.856
Industrial	1.471.828	2.199.342
Otros	12.417.295	10.555.217
Generación y Comercialización	289.216	149.927
Otros ingresos	340.280	285.408
Apoyos	1.962	1.836
Arriendo medidores	32.823	29.035
Cargo por pago fuera de plazo	239.830	185.729
Otros	65.665	68.808
<b>Total Ingresos de Actividades Ordinarias</b>	<b>21.342.518</b>	<b>20.196.478</b>
Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.386.241	1.417.506
Venta de materiales y equipos	85.692	52.842
Arrendamientos	63.466	60.033
Intereses créditos y préstamos	1.615	1.427
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	284.223	359.131
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	406.817	551.057
Otros Ingresos	69.445	47.881
<b>Total Otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>2.297.499</b>	<b>2.489.877</b>

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:

Otros ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
<b>Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo</b>		
Arrendamientos	63.466	60.033
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	406.817	551.057
Otros Ingresos	69.445	47.881
<b>Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo</b>	<b>539.728</b>	<b>658.971</b>
<b>Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo</b>		
Venta de materiales y equipos	85.692	52.842
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	284.223	359.131
<b>Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo</b>	<b>369.915</b>	<b>411.973</b>
<b>Reconocimiento de ingresos a través del tiempo</b>		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.386.241	1.417.506
Intereses créditos y préstamos	1.615	1.427
<b>Total Ingresos reconocidos a través del tiempo</b>	<b>1.387.856</b>	<b>1.418.933</b>
<b>Total otros ingresos, por naturaleza</b>	<b>2.297.499</b>	<b>2.489.877</b>

## 20. Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Compras de energía y peajes	12.813.177	12.627.310
Combustibles para generación y materiales	290.895	351.757
<b>Totales</b>	<b>13.104.072</b>	<b>12.979.067</b>

## 21. Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por beneficios a los empleados	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	862.006	786.479
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	64.911	83.558
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	40.262	38.394
Activación costo de personal	(93.115)	(114.423)
<b>Totales</b>	<b>874.064</b>	<b>794.008</b>

## 22. Gasto por Depreciación

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

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Depreciaciones	1.028.892	941.943
<b>Totales</b>	<b>1.028.892</b>	<b>941.943</b>

## 23. 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 (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(302.545)	(88.455)
<b>Totales</b>	<b>(302.545)</b>	<b>(88.455)</b>

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.

## 24. Otros Gastos Por Naturaleza

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

Otros gastos por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	1.013.419	752.400
Sistema generación	10.604	6.150
Mantención medidores, ciclo comercial	276.872	266.683
Operación vehículos, viajes y viáticos	496	428
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	-	2.343
Provisiones y castigos	2.307	1.297
Gastos de administración	373.415	394.674
Egresos por construcción de obras a terceros	1.128.518	1.079.313
Otros gastos por naturaleza	20.353	8.486
<b>Totales</b>	<b>2.825.984</b>	<b>2.511.774</b>

## 25. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos 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	12.160	38.912
Otros ingresos financieros	11.963	3.881
<b>Total Ingresos financieros</b>	<b>24.123</b>	<b>42.793</b>
Otros gastos financieros	(11.704)	(9.505)
<b>Total costos financieros</b>	<b>(11.704)</b>	<b>(9.505)</b>
<b>Resultado por unidades de reajuste</b>	<b>10.661</b>	<b>19.917</b>
<b>Diferencias de cambio</b>	<b>(214)</b>	<b>4</b>
Positivas	15	4
Negativas	(229)	-
<b>Total resultado financiero</b>	<b>22.866</b>	<b>53.209</b>

## 26. Medio Ambiente

Durante los años 2020 y 2019, la Sociedad no ha efectuado desembolsos significativos relacionados con temas medioambientales. No existen montos comprometidos relevantes.

## 27. Garantías Comprometidas con Terceros

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

Las garantías entregadas al 31 de diciembre de 2020 son las siguientes según beneficiario relevante:

Empresa que entrega garantía			Activos Comprometidos		Fecha de Liberación			
Acreedor de la garantía	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Moneda	Valor Garantía M\$	2021 M\$	2022 M\$	2023 M\$
Gobierno Regional de Los Lagos	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	2.974.889	1.963.745	1.011.145	-
Director de Vialidad	Luz Osorno	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	854.435	595.506	217.388	41.542
<b>Totales</b>					<b>3.829.324</b>	<b>2.559.251</b>	<b>1.228.533</b>	<b>41.542</b>

## 28. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2020 la Sociedad ha 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\$617.911 (M\$78.751 en 2019).

## 29. Moneda Extranjera

ACTIVO	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020	31/12/2019
			M\$	M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	USD	CLP	6.887	-
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	CLP	7.623	5.600
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>14.510</b>	<b>5.600</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTE</b>				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	CLP	28.138	25.040
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>28.138</b>	<b>25.040</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>			<b>42.648</b>	<b>30.640</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>				
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	CLP	259	254
<b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>			<b>259</b>	<b>254</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>			<b>259</b>	<b>254</b>

## 30. Hechos Posteriores

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

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

**Análisis Razonado**  
**Estados Financieros – Compañía Eléctrica Osorno 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	7.769	8.103	(334)	(4,1%)
Activos no corrientes	23.766	22.663	1.104	4,9%
<b>Total activos</b>	<b>31.535</b>	<b>30.766</b>	<b>770</b>	<b>2,5%</b>
Pasivos corrientes	10.503	11.386	(884)	(7,8%)
Pasivos no corrientes	2.836	2.243	592	26,4%
Patrimonio	18.197	17.136	1.061	6,2%
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>31.535</b>	<b>30.766</b>	<b>770</b>	<b>2,5%</b>

1) Activos

Presentan un aumento de MM\$770 respecto de diciembre de 2019, explicado por un aumento en los Activos no corrientes de MM\$1.104 y una disminución en los Activos corrientes de MM\$334.

La variación positiva que presentan los Activos no corrientes es originada principalmente por:

- a) Aumento en Propiedades, planta y equipos (MM\$3.112), debido a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente con su depreciación.

Lo anterior compensado parcialmente con disminución en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes (MM\$2.010), devolución préstamo otorgado por sociedad matriz Saesa.

La variación negativa que presenta los Activos corrientes es originada principalmente por:

- a) Disminución en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes (MM\$356), principalmente por disminución de reliquidaciones y cobro de diferencias con el Sistema Eléctrico y/o clientes, cuya forma de cancelación aún deben ser instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico.

2) Pasivos

Los pasivos presentan una disminución de MM\$291 respecto de diciembre de 2019, explicado por una disminución en los Pasivos corrientes de MM\$884 y un aumento en los pasivos no corrientes de MM\$592.

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

- a) Disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$963), principalmente por disminución de reliquidaciones pendientes con el Sistema Eléctrico por

diferencias que persiguen equipar las tarifas de energía del cliente a nivel nacional y realizar ajustes de precio por indexación a variables macroeconómicas.

- b) Disminución en Otros pasivos no financieros corrientes (MM\$205), principalmente por mayores cierres de obras de terceros y por actividades de obras de FNDR.
- c) Disminución en Otras Provisiones corrientes (MM\$55), principalmente por menor provisión de multas y juicios.

Lo anterior compensado parcialmente con:

- d) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$353), principalmente por incremento en cuentas por pagar con Matriz Saesa.

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

- a) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes (MM\$364), por préstamo obtenido de Inversiones Eléctricas del Sur con el fin de continuar con el nivel de inversiones que permite el cumplimiento de la normativa eléctrica vigente con relación a mejorar la calidad de suministro.
- b) Aumento en los Pasivos por Impuestos Diferidos (MM\$178) por mayores diferencias temporales originadas por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afectan a Propiedades, planta y equipo.

### 3) Patrimonio

Este rubro presenta un aumento de MM\$1.061 respecto de diciembre de 2019, explicado principalmente por el resultado del ejercicio (MM\$4.086), compensado parcialmente por pago de dividendos en exceso del año anterior (MM\$1.791) y provisión de dividendos mínimo (MM\$1.226).

## Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-20	dic-19	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,7	0,7	3,9%
	Razón ácida (2)	Veces	0,7	0,7	3,9%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,7	0,8	(7,8%)
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	558,2	664,2	(16,0%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	78,7%	83,5%	(5,7%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	21,3%	16,5%	29,2%
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	4.000	3.133	27,7%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	40,7	34,6	17,7%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	9,0	11,0	(18,5%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	6.533	6.313	3,5%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	23,1%	24,1%	(4,2%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	13,1%	14,0%	(6,2%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	30,7%	28,8%	6,6%
	Utilidad por acción (12)	\$	534.509	520.745	2,6%

- (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.

## II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	23.640	22.686	954	4,2%
Materias primas y consumibles utilizados	(13.104)	(12.979)	(125)	1,0%
<b>Margen de contribución</b>	<b>10.536</b>	<b>9.707</b>	<b>829</b>	<b>8,5%</b>
Gasto por beneficio a los empleados	(874)	(794)	(80)	10,1%
Otros gastos por naturaleza	(2.826)	(2.512)	(314)	12,5%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(303)	(88)	(214)	242,0%
<b>Resultado bruto de explotación</b>	<b>6.533</b>	<b>6.313</b>	<b>220</b>	<b>3,5%</b>
Gasto por depreciación y amortización	(1.029)	(942)	(87)	9,2%
<b>Resultado de explotación</b>	<b>5.504</b>	<b>5.371</b>	<b>133</b>	<b>2,5%</b>
Resultado financiero	23	53	(30)	(57,0%)
Otras ganancias (pérdidas)	4	(8)	12	(157,4%)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuesto</b>	<b>5.532</b>	<b>5.417</b>	<b>115</b>	<b>2,1%</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	(1.445)	(1.436)	(10)	0,7%
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>4.086</b>	<b>3.981</b>	<b>105</b>	<b>2,6%</b>

### 1) Resultado de explotación

El resultado de explotación aumento respecto del ejercicio anterior en MM\$133, lo que se explica por un mayor margen de contribución (MM\$829):

Lo anterior se explica principalmente por:

- Mayor margen de Distribución MM\$899, principalmente por un aumento en las ventas de energía (MM\$744), menores perdidas (MM\$307) y por mayor indexación de las variables económicas (IPC y tipo de cambio, MM\$655), esto compensado con menores cobros a clientes por beneficios otorgados como consecuencia de COVID-19 y otras rebajas tarifarias por MM\$753 (eliminación de energía de invierno, suspensión del corte y reposición, entre otros).
- Menores otros ingresos por naturaleza por (MM\$192), principalmente asociado a menores ingresos por gestión de demanda (MM\$142).
- Mayores gastos del personal (M\$80), asociado principalmente a indexación de IPC.
- Mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$528), principalmente por mayores egresos en operación y mantención del sistema eléctrico (MM\$260) y un aumento en las provisiones y castigos por conceptos de deudores de energía producto de la pandemia (MM\$212).

### 2) Resultado del periodo

La Sociedad al 31 de diciembre de 2020, obtuvo utilidades por MM\$4.086 lo que implicó un aumento de MM\$105 respecto de diciembre de 2019.

### III. Análisis del Flujo de Efectivo.

Flujo de Efectivo	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	4.662	7.210	(2.548)	(35,3%)
de la Inversión	(2.035)	(5.217)	3.182	(61,0%)
de Financiación	(2.629)	(2.104)	(525)	24,9%
<b>Flujo neto del período</b>	<b>(2)</b>	<b>(111)</b>	<b>109</b>	<b>(97,9%)</b>
Variación en la tasa de cambio	0	0	0	366,7%
<b>Incremento (disminución)</b>	<b>(2)</b>	<b>(111)</b>	<b>109</b>	<b>(97,9%)</b>
Saldo Inicial	530	641	(111)	(17,3%)
<b>Saldo Final</b>	<b>528</b>	<b>530</b>	<b>(2)</b>	<b>(0,4%)</b>

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo a diciembre 2019 alcanzó a MM\$528 prácticamente igual al cierre del periodo 2019, con una variación cercana a 0%.

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por menores recaudaciones y mayor cantidad de pagos a proveedores (MM\$900 y MM\$578 respectivamente), además de un mayor pago de impuestos a las ganancias en relación al periodo de comparación (MM\$884).
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo por Actividades de Inversión, principalmente por préstamo entre relacionadas que Saesa pagó a Luz Osorno (MM\$3.020).
- 3) Mayor flujo negativo (variación negativa) de efectivo por Actividades de Financiación, principalmente mayor pago de dividendos (MM\$888), compensado principalmente con menores prestamos/pagos a relacionadas (MM\$364).

#### IV. Mercados en que participa.

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.

En los últimos dos periodos ha tenido crecimientos en las ventas de energía cercanos al 6% y de clientes cercanos al 5%, el número de clientes y las ventas de energía se detallan a continuación:

##### Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación
Residencial	19.244	18.233	1.011	5,5%
Comercial	1.041	935	107	11,4%
Industrial	195	192	3	1,5%
Otros	4.674	4.625	49	1,1%
<b>Total</b>	<b>25.154</b>	<b>23.985</b>	<b>1.169</b>	<b>4,9%</b>

##### Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación %
Residencial	26.603	23.933	2.670	11,2%
Comercial	35.532	35.832	(300)	(0,8%)
Industrial	30.488	29.801	687	2,3%
Otros	76.399	68.721	7.678	11,2%
<b>Total</b>	<b>169.022</b>	<b>158.287</b>	<b>10.736</b>	<b>6,8%</b>

#### V. Principales Riesgos.

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

##### 1) Riesgos Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos 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 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) Fijación de tarifas de 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.

#### 1) 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”.

## 2) 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.

## 3) 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 31 de diciembre 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.

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