



Reporte Anual 2020

Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	5
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD	6
ANTECEDENTES RELEVANTES	7
RELACIÓN DE LA PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	10
ADMINISTRACIÓN	17
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	18
MARCHA DE LA EMPRESA	19
LÍNEA DE TIEMPO	31
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	33
MARCO REGULATORIO	39
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	41
FACTORES DE RIESGO	45
GESTIÓN FINANCIERA	51
HECHOS RELEVANTES	54
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	56
ESTADOS FINANCIEROS	57

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.

ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

Razón Social
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Nombre de Fantasía
Edelayesen

Rol Único Tributario
88.272.600-2

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.gruposaesa.cl

Atención Inversionistas
+56 64 238 5400

Tipo de Entidad
Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Entidades Informantes
Nº28

Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes
09/05/2010

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

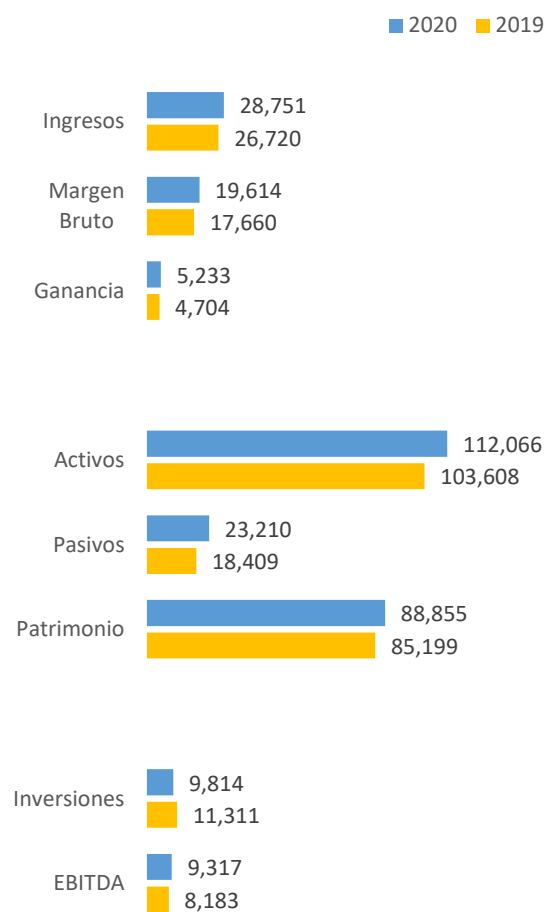
Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N°18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha 27 de marzo de 1982.

Por escritura pública de fecha 30 de septiembre de 1983, otorgada en la Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres, se modificó la Sociedad a una sociedad anónima, llamándose Empresa Eléctrica de Aisén S.A. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 145 N°62 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1983, y publicado en el Diario Oficial de fecha 19 de noviembre de 1983.

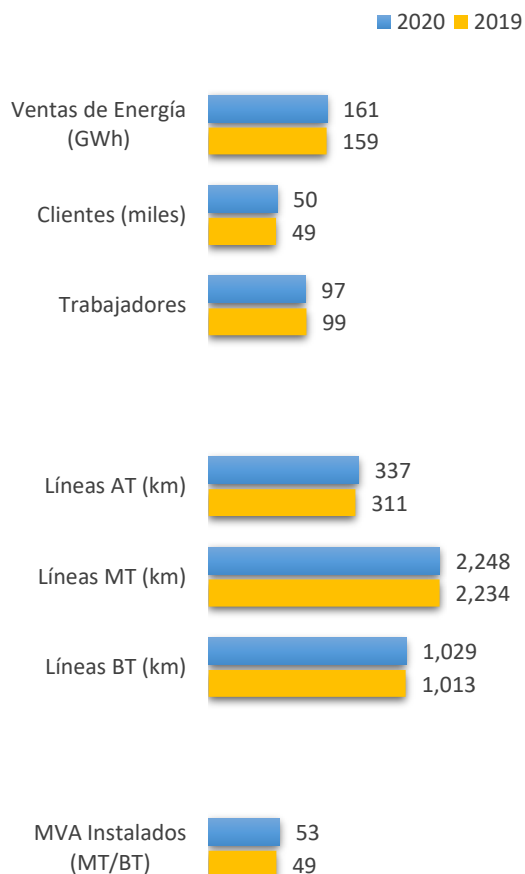
Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N°1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario Oficial de fecha 26 de diciembre de 2002.

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS



ANTECEDENTES OPERACIONALES

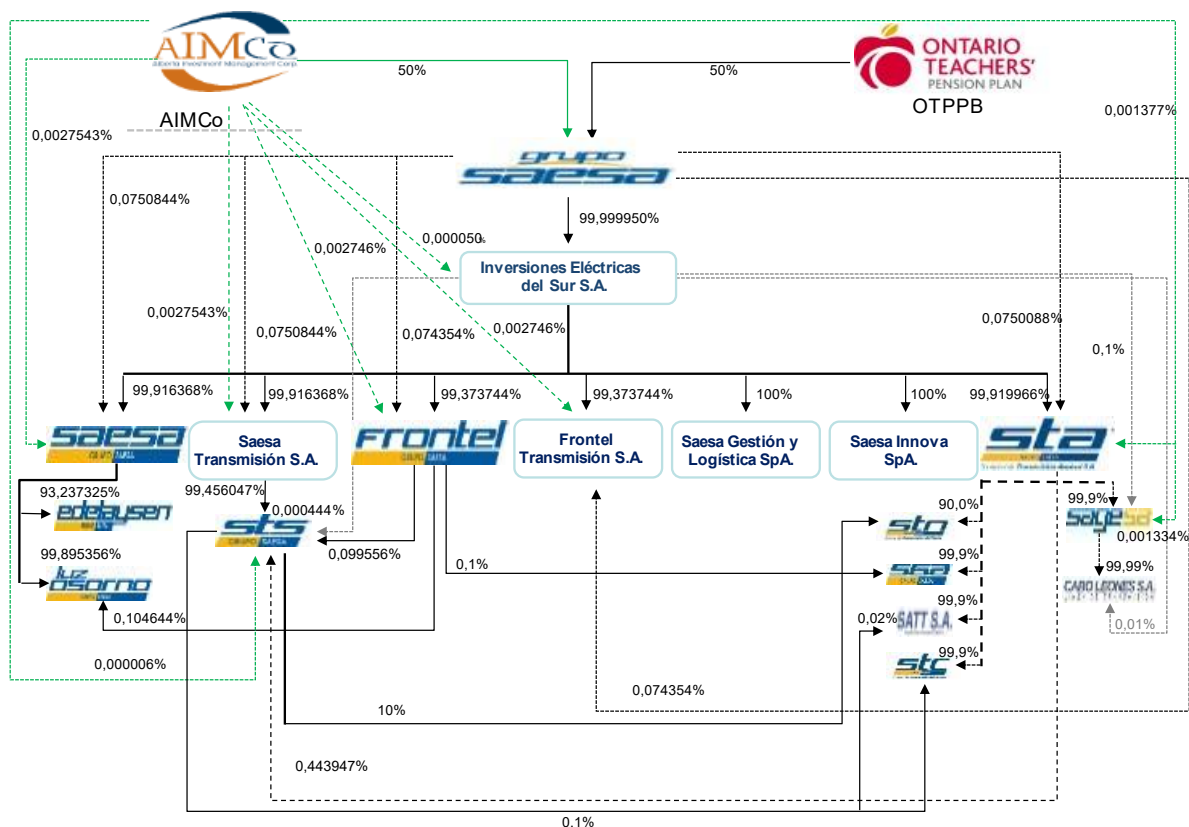


GENERACIÓN

	Cantidad de Centrales		Potencia Instalada (MW)	
	2020	2019	2020	2019
Eólica	1	1	1,8	3,1
Hidroeléctrica	7	7	22,2	23,1
Diésel	19	19	33,6	32,6
Total	27	27	57,7	58,9

RELACIÓN DE LA PROPIEDAD

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



De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de la Compañía, Sociedad Austral de Electricidad S.A., posee un 93,237325% de Edelayesen, en forma directa.

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

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2020 el número de accionistas de Edelayesen alcanzaba los 126, siendo los doce mayores los siguientes:

ACCIONISTAS	TOTAL DE ACCIONES	TOTAL PARTICIPACIÓN
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.036.156	93,237325%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,696130%
Productora y Exportadora H.O. L. Chile Ltda.	7.693	0,020472%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,017034%
Empresa Portuaria Chacabuco	4.986	0,013269%
Corvalán Neira, Sandra Mónica	1.975	0,005256%
Empresa Constructora Condor S.A.	1.745	0,004644%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	0,002834%
Santana Miranda, Osvaldo Marcelo	994	0,002645%
Vera Zuniga, Nelson	30	0,000080%
Contreras Ruiz, Pamela del Carmen	2	0,000005%
Mansilla Ojeda, Estephani Macarena	1	0,000003%
Otros Accionistas	114	0,000303%
TOTAL	37.577.393	100%

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.

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y PROGRAMA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes al Grupo Saesa han internalizado valores y compromisos que buscan fomentar una cultura empresarial que, además de dar cabal cumplimiento a los mandatos legales y reglamentarios que le son aplicables, implique que tanto las compañías como sus trabajadores y colaboradores se comporten de manera ética, transparente e íntegra en todos los ámbitos de su actuar.

Esta mentalidad se ha materializado en una serie de instrumentos, políticas internas y capacitaciones, entre las cuales destaca la adopción e implementación de un Modelo de Prevención de Delitos y un Programa de Compliance:

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS

El año 2011, el Grupo Saesa adoptó e implementó para todas sus empresas un Modelo de Prevención de Delitos, de conformidad a las directrices de la Ley N°20.393, que establece la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas. Este Modelo tuvo por finalidad, en sus inicios, prevenir la comisión de los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y cohecho a funcionario público nacional y extranjero.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En efecto, el Grupo Saesa cuenta hoy con un Modelo de Prevención de Delitos sólido y eficaz, que cumple cabalmente con cada una de las exigencias impuestas por la ley, lo que asegura un control adecuado para prevenir

conductas ilícitas al interior de la Sociedad, permitiendo que la integridad se siga manteniendo como uno de los cimientos del trabajo diario que en ella se realiza.

COMPLIANCE

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

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

En esa línea, el Grupo Saesa realizó transformaciones dentro de su organigrama y sus procesos, de manera de enfocar todas sus acciones en un marco ético común, que está definido de acuerdo con ciertos principios básicos, particularmente aquellos plasmados en las Normas de Integridad, documento que, por cierto, también vivió un proceso de actualización muy detallado 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 de mitigadores y reporte semestral al Directorio, así como planes anuales de capacitación y difusión creados para fomentar, promover 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. Es importante destacar, que durante el 2020 se realizaron más de 40 actividades formativas que se traducen en más de 3 mil horas de capacitación efectiva, tanto a trabajadores propios como a personal contratista.

En consonancia con lo anterior, este 2020 Grupo Saesa aceptó el desafío de “medir su integridad” aplicando, por cuarto año consecutivo, el Barómetro de Valores y Ética Empresarial (BVEE), gestionado por Fundación Generación Empresarial. El objetivo de la encuesta fue precisamente medir la percepción que los colaboradores de la Sociedad tienen sobre el estado de la cultura ética y de cumplimiento corporativo, distinguiendo las respuestas según niveles jerárquicos.

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

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

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

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

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

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	14	1	15
Entre 30 y 40 años	39	8	47
Entre 41 y 50 años	16	6	22
Entre 51 y 60 años	12	-	12
Entre 61 y 70 años	-	-	-
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	21	9	30
Entre 3 y 6 años	30	3	33
Entre 6 y 9 años	7	-	7
Entre 9 y 12 años	7	-	7
Mayor a 12 años	16	3	19
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	81	14	95
EXTRANJERA	-	1	1

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	14	1	14	1	13,3%	1,0%
Entre 30 y 40 años	1	1	-	-	39	8	40	9	38,1%	8,6%
Entre 41 y 50 años	1	1	1	-	16	6	18	7	17,1%	6,7%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	12	-	14	-	13,3%	0,0%
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	1,0%	0,0%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	1,0%	0,0%
ANTIGÜEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	-	-	21	9	22	10	21,0%	9,5%
Entre 3 y 6 años	1	-	1	-	30	3	32	3	30,5%	2,9%
Entre 6 y 9 años	2	-	-	-	7	-	9	-	8,6%	0,0%
Entre 9 y 12 años	2	1	-	-	7	-	9	1	8,6%	1,0%
Mayor a 12 años	-	-	-	-	16	3	16	3	15,2%	2,9%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	1	-	81	14	85	14	81,0%	13,3%
EXTRANJERA	3	2	-	-	-	1	3	3	2,9%	2,9%
							83,8%	16,2%		
							105			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	FEMENINO	MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativo	108%	100%	-8%
Encargado de Unidad	86%	100%	14%
Jefes de Área	126%	100%	-26%
Linieros	0%	100%	100%
Profesionales	80%	100%	20%
Supervisores	0%	100%	100%
Técnicos	97%	100%	3%

DIRECTORIO

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

Durante el último año el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:



PRESIDENTE

Jorge Lesser García- Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3
Fecha último nombramiento:
30-04-2020



VICEPRESIDENTE

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



DIRECTOR TITULAR

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



DIRECTOR TITULAR

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



DIRECTOR TITULAR

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



DIRECTOR TITULAR

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



DIRECTOR TITULAR

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



DIRECTOR TITULAR

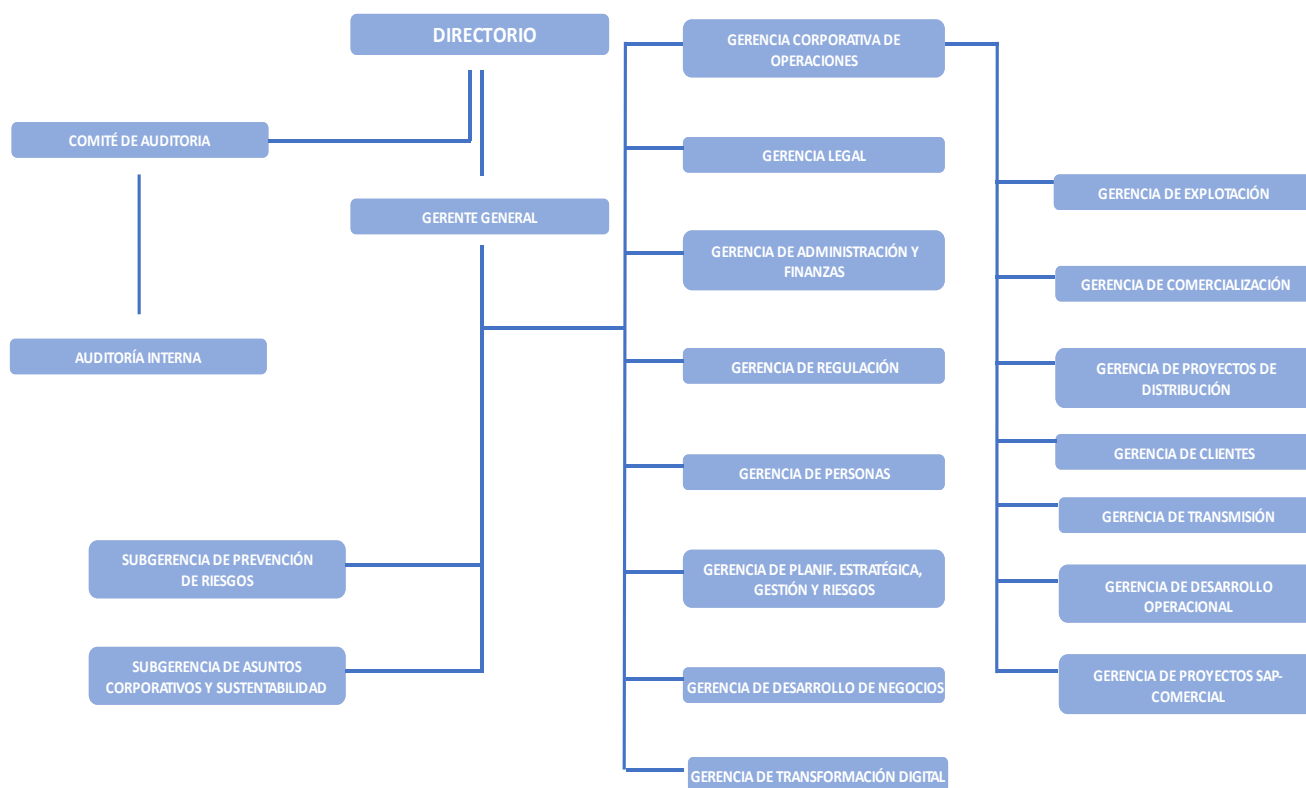
Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjera
Fecha último nombramiento:
30-04-2020

ADMINISTRACIÓN

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6 Fecha nombramiento 1 de febrero de 2012
Gerente Corporativo de Operaciones	Raúl González Rojas / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 7.741.108-9 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Administración y Finanzas	Víctor Vidal Villa / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.987.057-5 Fecha nombramiento 11 de abril de 2012
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
Gerente de Proyecto SAP Comercial	Patricio Turén Arévalo / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.256.279-8 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Gerente de Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Proyectos de Distribución	Paolo Rodríguez Pinochet / Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1 Fecha nombramiento 1 de diciembre de 2018
Gerente de Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial / RUT 7.667.414-0 Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial / RUT 12.752.648-6 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico / RUT 11.364.868-6 Fecha nombramiento 17 de diciembre de 2018
Gerente de Desarrollo Operacional	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Subgerente de Prevención de Riesgos	Patricio Velásquez Soto / Ingeniero en Prevención de Riesgos / RUT 12.540.271-2 Fecha nombramiento 30 de octubre de 2013
Director de Auditoría Interna	Jorge Castillo Quiroz / Contador Auditor / RUT 7.759.917-7 Fecha nombramiento 1 de octubre de 2013
Subgerente de Regulación	Jorge Muñoz Sepúlveda / Ingeniero Civil Electricista / RUT 11.694.983-0 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Clientes	Barbara Boekemeyer Slater / Ingeniero Civil Industrial / RUT 12.747.160-6 Fecha nombramiento 1 de abril de 2018
Gerente de Explotación	Diego Moenne-Loccoz / Contador Público y Auditor / RUT 12.708.537-4 Fecha nombramiento 1 de enero de 2018
Subgerente Asuntos Corporativos y Sustentabilidad	Alondra Leal Maldonado / Ingeniero Comercial / RUT 12.421.730-k Fecha nombramiento 1 de abril de 2016
Gerente de Transformación Digital	Cristian Alfredo Mezzano Frias / Ingeniero en Ejecución / RUT 13.257.722-6 Fecha nombramiento 6 de enero de 2020
Gerente Tecnología de la Información	Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática / RUT 13.257.722-6 Fecha nombramiento 23 de marzo de 2020

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

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



MARCHA DE LA EMPRESA

La Sociedad es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y que, en su conjunto, han realizado en 2020, distintas actividades como muestra del compromiso como empresa socialmente responsable, haciéndose presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero.

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 – 15 kW en total
- Proyecto Puerto Varas – 5 kW 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 EdelaySEN de todas maneras quisieron estar presentes con su campaña, logrando una recolección de 650 (65%) y 350 (35%) kilogramos respectivamente, una tonelada a nivel compañía, que representa una disminución del 92% respecto de la última campaña realizada en condiciones sanitarias normales.

Dentro de otros aspectos de la gestión ambiental responsable de la compañía, durante el año 2020 se gestionaron 204 toneladas de equipos eléctricos asociados a transformadores y reguladores en desuso, de los cuales 82% corresponden a la matriz de Luz Osorno; Saesa (168 ton), 17% a la relacionada Frontel (34 ton) y 1% a la relacionada EdelaySEN (2 ton). Siguiendo en la línea de los equipos eléctricos y/o electrónicos, se dispusieron en sitios autorizados para su revalorización 9,6 toneladas de equipos de medición que resultaron del recambio a medición inteligente; en 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 EdelaySEN 1,4 toneladas un 15%.

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

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

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2020, son aquellos denominados Residuos Industriales No Peligrosos que se generan producto del descarte en etapas de construcción de proyectos, planes de mantenimiento y/o mejoramiento, o reemplazo de infraestructura entre otros. De este

proceso se pudieron revalorizar 200 toneladas de hormigón (41%), 7,3 toneladas de madera (2%), 72 toneladas de aluminio (15%), 63 toneladas de cobre (13%) y 140 toneladas de otro tipo de cables (29%).

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

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

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 1.819 horas orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores. Este plan fue ajustado considerando la crisis sanitaria.
- A través del Programa **Crece** estudió 1 colaborador. El desarrollo del programa contempló 230 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 online.
- 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, Edelayesen, STS y STN. De acuerdo al estudio de inclusión laboral realizado por SENADIS (Servicio Nacional de la Discapacidad) en octubre de 2020 la compañía se posiciona en la categoría de Inclusión Laboral Completa, obteniendo un 81% de los parámetros evaluados gracias a la estrategia desarrollada para la contratación de personas en situación de discapacidad.

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

Un Gran lugar para trabajar

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



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

CUIDAMOS A LOS NUESTROS

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

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

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

Focos de trabajo 2020:

Contingencia Covid-19

- Conformación de Comités de contingencia para seguimiento y apoyo de casos Covid-19 positivos a lo largo del país.
- Definición y difusión de protocolos preventivos para la operación del personal de terreno y 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 p
-
- ara la Inducción de Seguridad al personal propio y contratista
- Taller de identificación y evaluación de Focos Críticos
- Programación, ejecución y control de planes de capacitación a empresas contratistas.
- Refuerzo de conocimientos técnicos al personal de sistemas aislados.

Compromiso:

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

Difusión y acercamiento:

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

Seguridad Corporativa (Vigilancia)

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

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

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 EdelaySEN, con mejoras en el nivel de servicios, campañas y respuestas a través de ticket de atenciones técnicas. Habilitación que permitió realizar campañas de marketing y comunicaciones, en conjunto con

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

Además, durante el año 2020 se realizaron diversos procesos de Cambios Regulatorios y Normativos, como el 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, estableciendo las oportunidades de ésta en relación al mercado, al consumidor y objetivos estratégicos del negocio con el objetivo de tener una identificación de la marca coherente y alineada a las necesidades del negocio.

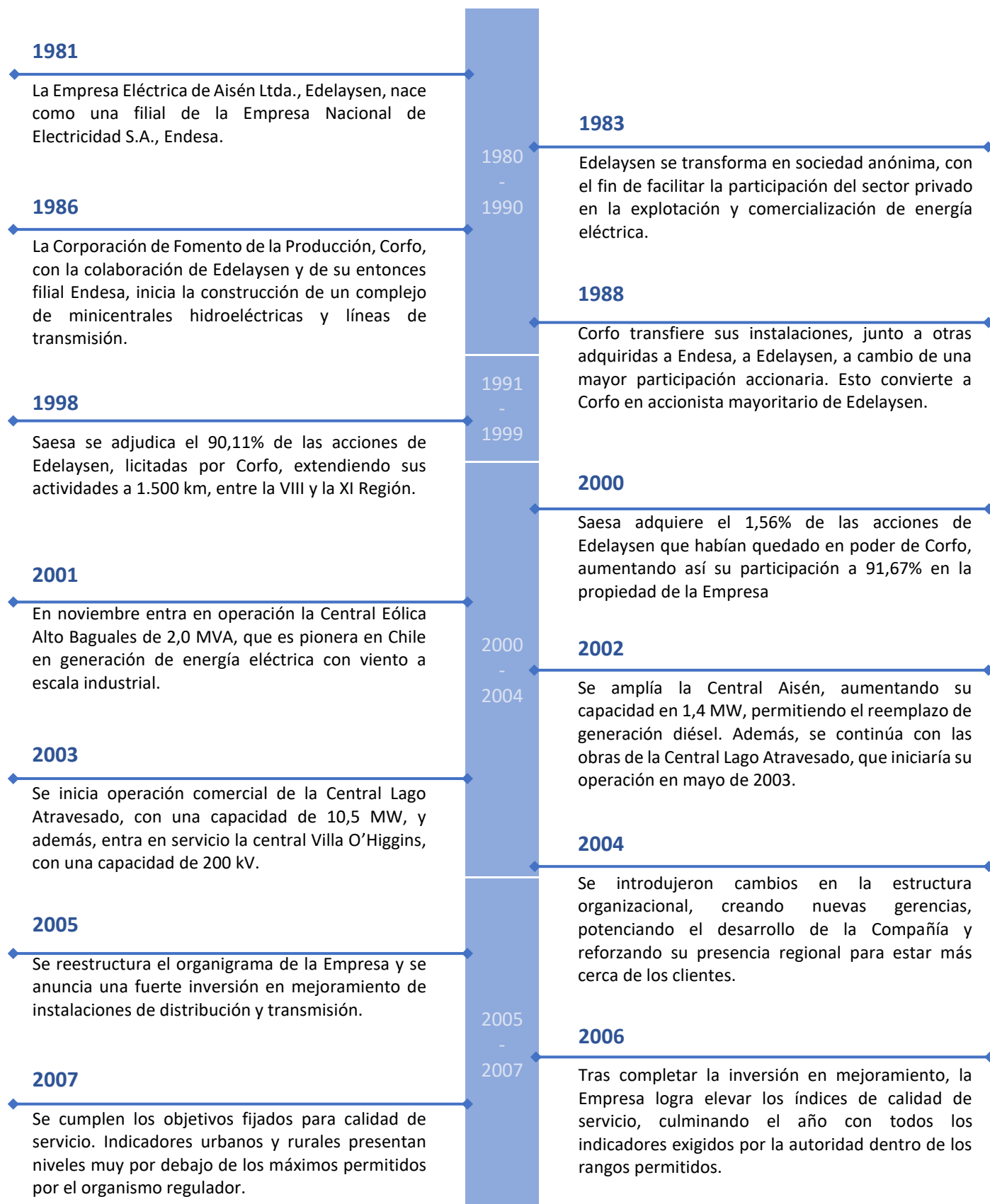
El desafío para 2021, es implementar y desarrollar esta nueva identidad estratégica en todos los niveles de la compañía.

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

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

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

LÍNEA DE TIEMPO





ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de Edelayesen 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 1 Proyecto de Electrificación Rural ubicados en la comuna de Coyhaique, región de Aysén.

La finalización y puesta en servicio de este proyecto cumple con el objetivo de brindar suministro eléctrico a 113 beneficiarios de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 4 km de línea de media tensión, 8 km de línea de baja tensión en postación individual, 2 km de línea de baja tensión en postación común y 25 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.

SECTOR DE LA INDUSTRIA

Edelayesen participa principalmente en el negocio de generación y distribución. Junto a su matriz Saesa, y a las relacionadas Frontel, y Luz Osorno, 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 Edelayesen alcanza un total de 50 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
EDELAYESEN	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.

Desde noviembre de 2017 operan interconectados los 2 principales sistemas eléctricos de Chile, que en conjunto representan cerca del 99% de la generación eléctrica del país: el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING"), que cubre la zona entre Arica y Antofagasta; el Sistema Interconectado Central ("SIC"), que se extiende desde Tal-Tal a Chiloé; constituyéndose de esta manera el nuevo Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, existen varios sistemas medianos (SSMM), cuya capacidad instalada de generación es superior a los 1.500 kW e inferior a los 200 MW, que atienden en las regiones de Los Lagos, Aisén del General Carlos Ibáñez del Campo, Magallanes y Antártica Chilena, y que son operados generalmente por empresas integradas verticalmente, siendo responsables de la generación, transporte y distribución de electricidad (entre ellas Edelayesen).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

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

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

b) **Mercado de Clientes Libres:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 5 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.

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

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que se establecen habitualmente por un período de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional). En forma posterior, los cargos por el uso de los sistemas zonales se incorporan como un cargo adicional del generador a la distribuidora.

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

En cuanto a los Sistemas Medianos (SSMM), existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada cuatro años.

En el caso de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, ellos son operados por una misma empresa que administra tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de Edelayesen) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. Diferente es el caso del sistema Cochamó, en el cual los activos de generación y transmisión son de propiedad de una empresa (la relacionada, SAGESA) distinta a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (la matriz, Saesa). Por su parte, en el sistema Hornopirén los activos de generación y transmisión son de propiedad de dos empresas distintas (CUCHILDEO y SAGESA), distintas a la empresa distribuidora que entrega el suministro al cliente final (Saesa).

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 de diciembre de 2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras se espera que se saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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

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

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

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

- No se podrá cortar el suministro por mora en el pago a un conjunto de usuarios residenciales o domiciliarios y otros que cumplan ciertos requisitos establecidos en dicha Ley.
- Las deudas contraídas con las empresas, que se generen entre el 18 de marzo de 2020 y hasta los noventa días posteriores a la publicación de la Ley, se prorratearán en el número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el usuario final a su elección, las que no podrán exceder de doce, a partir de la facturación siguiente al término de este último plazo, y no podrán incorporar multas, intereses ni gastos

asociados. Adicionalmente, el usuario final podrá incluir en el prorrateo las deudas generadas antes de las contraídas según lo señalado en esta Ley, hasta el monto de UF 10. En todo caso, los usuarios residenciales o domiciliarios que opten por este beneficio deberán cumplir además con otros requisitos exigidos en la misma Ley y que den cuenta de su imposibilidad de dar cumplimiento a las obligaciones de pago.

- Implementación de un procedimiento y plataformas de atención al cliente, por internet y telefonía, que permitan formular las solicitudes para acceder a los beneficios que establece la Ley.
- Una vez publicada la Ley y sin costo alguno para el usuario, la empresa deberá reponer el servicio de beneficiarios de esta ley que hubiesen sido objeto de cortes o suspensiones de suministro o servicio, por mora en el pago de los servicios.

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

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

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

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

MARCO REGULATORIO

ASPECTOS GENERALES

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

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

A continuación, se describen las normas más importantes emitidas:

Ley 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.

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.

Norma Técnica de Distribución

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

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

Una nueva versión fue publicada el 10.12.19 mediante RE CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

Ley de Generación Residencial

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

Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276 de fecha 28 de julio y rectificada mediante Resolución Exenta CNE N°287 de 31 de julio de 2020, en adelante la “Resolución”. En ella, se determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la “Ley”.

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

Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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

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

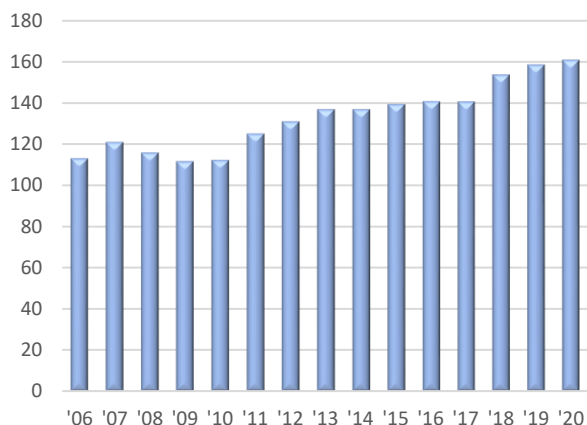
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por \$9.814 millones durante el año 2020.

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

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

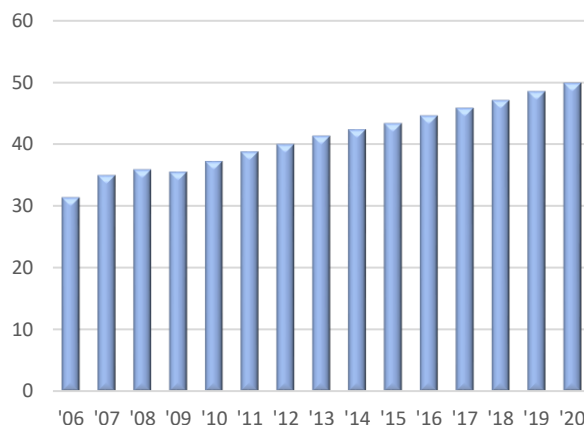
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



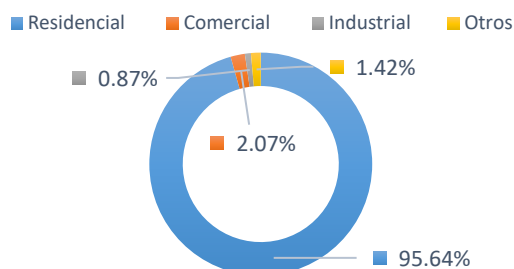
Las ventas de energía durante el 2020 alcanzaron los 161 GWh.

• CLIENTES ATENDIDOS en miles



Edelayesen al cierre del ejercicio 2020 atendía a 50 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, Edelayesen cuenta con 6 decretos con una superficie de 620 km².

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

En Edelayesen, empresa principalmente generadora, Copec constituye más del 75% de la compra de petróleo.

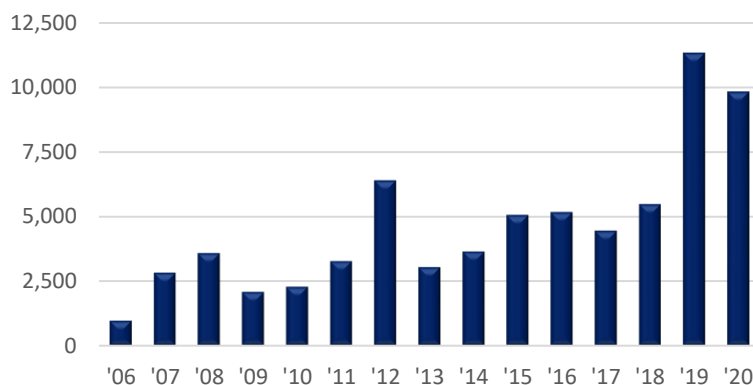
Por otro lado, ningún cliente concentra por si solo, al menos el 10% total de los ingresos de Edelayesen.

GENERACIÓN

Sistema	Central	Tipo	Producción de Energía KWh	Energía Generada por Sistema KWh
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - TÉRMICO	TÉRMICA	1.544.302	3.824.353
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - HIDRO	HIDRÁULICA	2.280.051	
Huichas	CALETA ANDRADE	TÉRMICA	895.321	895.321
Tapera - Amengua	LA TAPERA	TÉRMICA	506.965	528.919
Tapera - Amengua	AMENGUAL	TÉRMICA	21954	
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR	TÉRMICA	621.833	1.034.608
Villa O'Higgins	HIELOS DEL SUR	HIDRÁULICA	412.775	
Palena	FUTALEUFÚ	TÉRMICA	584.414	10.166.786
Palena	PALENA	TÉRMICA	783.902	
Palena	LAGO VERDE	TÉRMICA	10.121	
Palena	PUYUHUAPI	TÉRMICA	105.991	
Palena	LA JUANTA	TÉRMICA	50.988	
Palena	RÍO AZUL	HIDRÁULICA	8.631.370	
Palena	SANTA BÁRBARA	TÉRMICA	3.190.610	3.190.610
Aysén	ALTO BAHUALES	EÓLICA	6.316.834	152.824.608
Aysén	CHACABUCO	TÉRMICA	16.514.514	
Aysén	LAGO ATRAVESADO	HIDRÁULICA	43.383.580	
Aysén	TEHUELCHÉ	TÉRMICA	34.488.856	
Aysén	PUERTO IBAÑEZ	TÉRMICA	22.742	
Aysén	PUERTO AYSÉN	TÉRMICA	3.009.677	
Aysén	PUERTO AYSÉN	HIDRÁULICA	39.099.171	
Aysén	MAÑIHUALES	TÉRMICA	25.874	
Aysén	MONREAL	HIDRÁULICA	9.963.360	
General Carrera	Chile Chico	TÉRMICA	6.039.076	12.911.839
General Carrera	El traro	HIDRÁULICA	5.840.240	
General Carrera	El traro	TÉRMICA	1.032.523	

INVERSIONES

Edelayesen realiza un plan quinquenal de inversiones, el que contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Edelayesen para el próximo periodo bordea los MM\$ 4.000, 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 \$9.814 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
Edelayesen	Central Tehuelche	Coyhaique	14,35 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,50 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	4,10 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	6,20 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysén	22,53 MW

SISTEMAS AISLADOS

Edelaysen cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo de proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SIC y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable.

Actualmente, los sistemas aislados administrados por Edelaysen son los siguientes:

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Cisnes	3.824	1.357
Huichas	895	512
Villa O'Higgins	1.035	344
Amengual- La Tapera	529	302
TOTAL	6.283	2.515

FACTORES DE RIESGO

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

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

RIESGO REGULATORIO

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

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 y generación en sistemas medianos, el resultado es una tarifa unitaria, por lo que los ingresos dependen de la demanda. En el segmento de transmisión, el resultado es un valor anual de transmisión por tramo, por lo que los ingresos no 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 GENERACIÓN

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador, ya sea al establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados impulsadas por la Comisión Nacional de Energía.

Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Gerencia de Mercados del Coordinador y se denomina “costo marginal horario”, la que se obtiene en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura. La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales.

Por otra parte, si el generador cuenta con contratos de suministro, éste debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro con el comercializador, quien, a su vez, recaudará de sus clientes el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 a octubre 2022. En todo caso, producto de la ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21 de diciembre de 2019, las tarifas para los usuarios finales de los SSMM quedan estabilizadas temporalmente, y cuyas diferencias serán saldadas a medida que el precio medio de compra del conjunto agregado de distribuidoras sea inferior al precio estabilizado, lo que se espera ocurra a contar del segundo semestre del año 2021.

C) 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 11-2019, se publicó en el Diario Oficial, Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31 de diciembre de 2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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

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

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

RIESGO CONTRATO DE SUMINISTRO Y ABASTECIMIENTO

A) CONTRATOS DE SUMINISTRO A CLIENTES REGULADOS

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

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

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

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

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

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

B) ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA

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

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

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

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

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

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

RIESGO FINANCIERO

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 distributable es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N°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 distributable por el ejercicio 2020 asciende a M\$ 5.233.345.-

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo N°37 de \$41,780531310400 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020. Este dividendo representa un 30% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 1.570.003.-

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

CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2020 el capital suscrito y pagado de la sociedad ascendía a M\$ 37.005.894, distribuido en 37.577.393 de 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	37.005.894
Ganancias acumuladas	51.163.330
Otras reservas	686.206
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	88.855.430

	M\$
Patrimonio atribuible propietarios de la controladora	88.855.430
Dividendo a pagar	-5.233.345
Dividendo provisorio	1.570.003
Deducción Patrimonial	-3.663.342
Patrimonio después del reparto	85.192.088

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°36	27-05-2018	45,21	2017
Final N°37	26-05-2019	45,21	2018
Final N°38	24-05-2020	44,09	2019

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORES

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, Jon Reay, Juan Ignacio Parot Becker, Stacey Purcell, Christopher Powell y Ashley Munroe han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales. Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

REMUNERACIÓN DIRECTORIO (M\$)

	2020	2019
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.533	1.528
Ivan Diaz Molina	1.533	1.528
TOTAL	3.066	3.056

EJECUTIVOS PRINCIPALES

El equipo gerencial de la Sociedad en 2020 está compuesto por un ejecutivo, al igual que durante el año 2019.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a \$100 millones al 31 de diciembre de 2020 y a \$98 millones al 31 de diciembre de 2019.

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

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

Durante el año 2020, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por principales ejecutivos de la sociedad.

DOTACIÓN DE PERSONAL

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

	2020
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	1
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	49
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	47
TOTAL	97

HECHOS RELEVANTES

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

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

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2020, se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Ben Hawkins y Christopher Powell.

- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2020, el Directorio de Empresa Eléctrica de Aisén S.A.(Edelaysen), aprobó el pago de un dividendo final de, \$37,5524001279 por acción para Edelaysen, 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, 37.577.393 para Edelaysen, lo que significa un pago total M\$1.411.121 para Edelaysen.

- En sesión celebrada con fecha 13 de mayo 2020 el Directorio designó al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Presidente del Directorio de la Sociedad y al director señor Iván Díaz Molina en calidad de Vicepresidente.
- Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley 21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

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

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los firmantes, en su calidad de Gerente General y Directores de la Sociedad, respectivamente, dando cumplimiento a lo dispuesto en la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF) y sus modificaciones, declaran bajo juramento que se hacen responsables de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual.



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

PRESIDENTE



Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6

DIRECTOR TITULAR



Waldo Fortín C. / 4.556.889-K

DIRECTOR TITULAR



Stacey Purcell / Extranjera

DIRECTOR TITULAR



Christopher Powell / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Ashley Munroe / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

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

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén 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 Empresa Eléctrica de Aisén 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, 2020
Santiago, Chile



María Ester Pinto U.
RUT: 10.269.053-2
Socia

Estados Financieros Clasificados

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

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

En miles de pesos chilenos – M\$

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	857.850	906.076
Otros activos no financieros corrientes		214.937	121.645
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	7	9.606.605	6.252.582
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	27.827	19.229
Inventarios corrientes	9	2.408.585	2.216.269
Activos por Impuestos corrientes, corrientes	10	3.126.528	1.447.051
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.		16.242.332	10.962.852
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		16.242.332	10.962.852
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Otros activos no financieros, no corrientes		1.059	1.059
Cuentas por cobrar no corrientes	7	388.432	605.556
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	14.171.376	17.661.692
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	146.757	146.807
Propiedades, planta y equipo	13	80.656.465	73.806.044
Activos por derechos de uso	14	52.249	58.189
Activos por impuestos diferidos	16	407.059	365.454
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		95.823.397	92.644.801
TOTAL ACTIVOS		112.065.729	103.607.653

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos, Corrientes	13	15.056	22.967
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	5.630.938	4.676.596
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	2.992.239	1.585.573
Otras provisiones corrientes	17	406.145	288.677
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	607.311	2.126
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	529.237	557.572
Otros pasivos no financieros corrientes	18	3.044.709	1.871.103
Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		13.225.635	9.004.614
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		13.225.635	9.004.614
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos, No Corrientes	13	30.838	36.944
Pasivo por impuestos diferidos	14	9.375.351	8.869.802
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	546.954	467.207
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	31.521	30.270
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		9.984.664	9.404.223
TOTAL PASIVOS		23.210.299	18.408.837
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital emitido	19	37.005.894	37.005.894
Ganancias acumuladas	19	51.163.330	47.499.989
Otras reservas	19	686.206	692.933
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		88.855.430	85.198.816
TOTAL PATRIMONIO		88.855.430	85.198.816
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		112.065.729	103.607.653

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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	01/01/2019 al
		31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Ganancia			
Ingresos de actividades ordinarias	20	26.444.816	23.654.913
Otros ingresos	20	2.305.876	3.065.052
Materias primas y consumibles utilizados	21	(9.137.021)	(9.060.414)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(2.698.636)	(2.824.262)
Gasto por depreciación y amortización	23	(2.911.838)	(2.929.780)
Otros gastos, por naturaleza	25	(7.191.499)	(6.526.895)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro			
(Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	24	(406.605)	(125.031)
Otras ganancias (pérdidas)		4.998	275
Ingresos financieros	26	245.445	627.959
Costos financieros	26	(4.655)	(3.112)
Diferencias de cambio	26	(4.626)	(5.335)
Resultados por unidades de reajuste	26	68.316	41.179
Ganancia antes de impuestos		6.714.571	5.914.549
Gasto por impuestos, operaciones continuadas	14	(1.481.226)	(1.210.810)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		5.233.345	4.703.739
Ganancia		5.233.345	4.703.739

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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\$
Ganancia		5.233.345	4.703.738
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del año, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	17	(9.215)	(29.637)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos		(9.215)	(29.637)
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos de otro resultado integral	14	2.488	8.002
Impuesto a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del año		2.488	8.002
Otro Resultado Integral		(6.727)	(21.635)

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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 participaciones 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	37.005.894	-	-	-	-	-	(178.240)	871.173	692.933	47.499.989	85.198.816
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al 01/01/2020 con aplicación de nuevas normas	37.005.894	-	-	-	-	-	(178.240)	871.173	692.933	47.499.989	85.198.816
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.233.345	5.233.345
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(6.727)	-	(6.727)	-	(6.727)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.226.618	5.226.618
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.570.004)	(1.570.004)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(6.727)	-	(6.727)	3.663.341	3.656.614
Saldo Final al 31/12/2020	37.005.894	-	-	-	-	-	(184.967)	871.173	686.206	51.163.330	88.855.430

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital emitido M\$	Primas de emisión M\$	Otras participaciones 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	37.005.894	-	-	-	-	-	(156.605)	871.173	714.568	44.207.372	81.927.834
Ajustes de Periodos Anteriores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al 01/01/2019 con aplicación de nuevas normas	37.005.894	-	-	-	-	-	(156.605)	871.173	714.568	44.207.372	81.927.834
Cambios en patrimonio											
Resultado Integral											
Ganancia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.703.738	4.703.738
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	(21.635)	-	(21.635)	-	(21.635)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.682.103	4.682.103
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.411.121)	(1.411.121)
Incremento (disminución) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	-	-	(21.635)	-	(21.635)	3.292.617	3.270.982
Saldo Final al 31/12/2019	37.005.894	-	-	-	-	-	(178.240)	871.173	692.933	47.499.989	85.198.816

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN 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\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación		31.764.435	35.321.513
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		31.748.980	35.306.362
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		4.062	-
Otros cobros por actividades de operación		11.393	15.151
Clases de pagos		(23.321.925)	(22.132.928)
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(20.905.832)	(19.439.734)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(2.416.119)	(2.693.194)
Otros pagos por actividades de operación		26	-
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		25.911	(464.154)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		8.468.421	12.724.431
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(4.042.000)	(4.541.000)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(10.764.932)	(12.574.181)
Cobros a entidades relacionadas		7.532.316	4.946.027
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		197.715	720.850
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(7.076.901)	(11.448.304)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(24.769)	(9.495)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(1.410.574)	(1.656.830)
Intereses pagados		(2.937)	(1.068)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.438.280)	(1.667.393)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(46.760)	(391.266)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.466)	(5.606)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(1.466)	(5.606)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(48.226)	(396.872)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		906.076	1.302.948
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	857.850	906.076

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	10
2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas.....	10
2.1. Principios contables	10
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	10
2.3. Período cubierto	11
2.4. Bases de preparación	11
2.5. Moneda funcional	11
2.6. Bases de conversión.....	11
2.7. Compensación de saldos y transacciones	11
2.8. Propiedades, planta y equipo	12
2.9. Activos intangibles	13
2.9.1. Servidumbres y Derechos de Agua.....	13
2.9.2. Programas informáticos	13
2.9.3. Costos de investigación y desarrollo	13
2.9.4. Deterioro de los activos no financieros	13
2.10. Arrendamientos	15
2.10.1. Sociedad actúa como arrendatario	15
2.10.2. Sociedad actúa como arrendador	15
2.11. Instrumentos financieros	16
2.11.1. Clasificación y medición inicial de los activos financieros	16
2.11.2. Medición posterior de los activos financieros.....	17
2.11.3. Deterioro de activos financieros no derivados.....	17
2.11.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	18
2.11.5. Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros.....	18
2.11.6. Instrumentos de patrimonio	18
2.12. Inventarios	18
2.13. Otros pasivos no financieros	19
2.13.1. Ingresos diferidos	19
2.13.2. Subvenciones estatales	19
2.13.3. Obras en construcción para terceros	19
2.14. Provisiones.....	19
2.15. Beneficios a los empleados	20
2.16. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	20
2.17. Impuesto a las ganancias	20
2.18. Reconocimiento de ingresos y gastos	21
2.19. Dividendos	22
2.20. Estado de flujos de efectivo	22
2.21. Nuevos pronunciamientos contables.....	23
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	24
3.1. Generación eléctrica	24
3.2. Distribución	25
3.3. Marco regulatorio	26
3.3.1. Aspectos generales.....	26
3.3.2. Ley Net Metering.....	26
3.3.3. Ley de Concesiones	26
3.3.4. Ley de Licitación de ERNC.....	26
3.3.5. Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos.....	26
3.3.6. Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local.....	26
3.3.7. Norma Técnica de Distribución.....	27
3.3.8. Ley de Generación Residencial	27
3.3.9. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	28
4. Política de Gestión de Riesgos	28
4.1. Riesgo financiero.....	28

4.1.1	Tipo de cambio	28
4.1.2	Variación UF	29
4.1.3	Tasa de interés	29
4.1.4	Riesgo de liquidez.....	29
4.1.5	Riesgo de crédito.....	29
5.	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad.....	30
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	31
7.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.....	32
8.	SalDOS y Transacciones con Partes Relacionadas.....	36
9.	Inventarios.....	39
10.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	40
11.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	40
12.	Propiedades, Planta y Equipos.....	41
13.	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	43
14.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	44
14.1.	Impuesto a la renta	44
14.2.	Impuestos diferidos	45
15.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	46
16.	Instrumentos financieros por categoría.....	47
16.1	Valor Justo de instrumentos financieros.....	48
17.	Provisiones.....	49
17.1.	Provisiones corrientes.....	49
17.1.	Otras provisiones corrientes	49
17.2.	Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados	50
17.3.	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	50
17.4.	Juicios y multas	52
17.4.1	Juicios	52
17.4.2.	Multas	52
18.	Otros Pasivos no Financieros	53
19.	Patrimonio	53
19.1	Patrimonio neto de la sociedad	53
19.1.1	Capital suscrito y pagado	53
19.1.2	Dividendos	53
19.1.3	Otras reservas	53
19.1.4	Ganancias acumuladas.....	54
19.1.5	Gestión de capital	54
19.1.6	Restricciones a la disposición de fondos.....	54
20.	Ingresos.....	55
21.	Materias Primas y Consumibles Utilizados	56
22.	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	56
23.	Gasto por Depreciación y Amortización	57
24.	Otros Gastos por Naturaleza.....	58
25.	Resultado Financiero	58
26.	Medio Ambiente	59
27.	Garantías Comprometidas con Terceros	59
28.	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	59
29.	Moneda Extranjera	60
30.	Hechos Posteriores	60

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Notas a los Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019

(En miles de pesos chilenos– M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., (en adelante “Edelayesen” o la “Sociedad”), está inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes con el número 28 y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

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

b) Información del negocio

Edelayesen es una empresa verticalmente integrada que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados 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 de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

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

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

2.3. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

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

2.4. Bases de preparación

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

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 la transacción. Los activos y pasivos expresados en monedas distintas a la moneda funcional se vuelven a convertir a las tasas de cambio de cierre. Las ganancias y pérdidas por la reconversión se incluirán en las utilidades o pérdidas netas dentro de las otras partidas financieras.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.5. Bases de conversión

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

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

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

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

2.6. 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.

2.7. 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\$240.520 por el año terminado al 31 de diciembre de 2020 y a M\$268.556 por el año terminado 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 del rubro de Propiedades, planta y equipo adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad efectuó su transición a las NIIF, fueron retasados por terceros independientes.

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

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

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

El resto de reparaciones y mantenciones que no cumplan con lo mencionado anteriormente se cargan en el resultado del 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 UTIL ESTIMADA
Edificio	40-80
Plantas y equipos:	
Líneas y redes	30-44
Transformadores	44
Medidores	20-40
Subestaciones	20-60
Sistema de Generación	25-50
Equipos de tecnología de la información:	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios:	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Instalaciones fijas y accesorios:	10

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

2.8. Activos intangibles

2.8.1. Servidumbres y Derechos de Agua

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso y derechos de agua no consuntivos. 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.

2.8.2. 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.

2.8.3. 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 han presentado costos de desarrollo, que de haberlos se contabilizan como un activo en la medida que cumplan los criterios de reconocimiento, de lo contrario son gastos en el año en que ocurren o dejan de cumplir los criterios por cambio en las circunstancias.

2.8.4. Deterioro de los activos no financieros

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

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

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

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

Cambios posteriores en la agrupación de la UGE o la periodicidad de los flujos de efectivo podrían impactar los valores libros de los respectivos activos.

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

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

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

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

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

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

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

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

2.9. Arrendamientos

2.9.1. 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.

2.9.2. 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.

2.10. 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.

2.10.1. Clasificación y medición inicial de los activos financieros

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

La nueva clasificación y medición corresponde a la siguiente:

i. Costo amortizado:

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

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

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

iii. Valor razonable con cambios en resultados

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

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

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

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

2.10.2. 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.

2.10.3. 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.

2.10.4. 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.

2.10.5. Clasificación, medición inicial y posterior de los pasivos financieros

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

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

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

- a) Cuentas por pagar comerciales:

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

- b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras.

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

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

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

2.10.6. 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.

2.11. Inventarios

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

2.12. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.12.1. Ingresos diferidos

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

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

2.12.2. 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.

2.12.3. 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.

2.13. 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.

2.14. 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 período que corresponde.

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

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

La obligación de indemnización por años de servicio es calculada de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente, utilizando el método de unidad de crédito proyectada, la que se actualiza en forma periódica. La obligación reconocida en el estado de situación financiera representa el valor actual de la obligación de indemnización por años de servicio. Las pérdidas y ganancias actuariales producidas por cambios en los supuestos actuariales se registran en otros resultados integrales 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 3,57% 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.

2.15. 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.

2.16. 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 pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor 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 será de 65% del monto del impuesto de primera categoría.

2.17. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

La Sociedad reconoce ingresos de las siguientes fuentes principales:

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

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

i) Venta de Energía:

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

ii) 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 se desempeñó 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.

iii) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se miden según lo indicado en Nota 2.13.3)

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.

iv) Ingresos por intereses:

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

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

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

2.18. 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 NIIF, no formarán parte de este cálculo en la medida que no se realicen.

2.19. 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.

2.20. Reclasificaciones

Para efectos comparativos, se han efectuado ciertas reclasificaciones a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2019.

2.21. Nuevos pronunciamientos contables

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

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

Impacto de la aplicación de 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 años 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 periodos 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 periodo anual en el que se aplique por primera vez la modificación.

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

Impacto de la aplicación de otras enmiendas

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

- b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, 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 ("SEN"), 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 Medianos como Aysén, Palena y Carrera, cuya operación y explotación está en manos de la Sociedad, existen una serie de condiciones que los diferencia de los anteriores. Como por ejemplo, que algunos son operados por empresas que administran tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente), quienes tienen la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. En estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado cada cuatro años.

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 las empresas en áreas típicas y utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se asimilan a las empresas reales que correspondan, según sus características. Hasta ahora, la tarifa era fijada finalmente buscando una tasa interna de retorno de 10% antes de impuestos para cada empresa modelo, sobre sus activos modelados. Producto de la ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/19, cambia la tasa fija del 10 % 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 y Zonal 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 mayo y noviembre de cada año y con ocasión de la entrada en vigencia de un nuevo contrato de suministro licitado.

En el caso de la sociedad, esta misma es la que se abastece de energía (generada internamente) con precios fijados por la autoridad reguladora, según lo comentado en el punto 3.1.

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 Net Metering

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

3.3.3 Ley de Concesiones

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

3.3.4 Ley de Licitación de Energías Renovables No Convencionales "ERNC"

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

3.3.5 Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

3.3.6 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

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

3.3.7 Norma Técnica de Distribución

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

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

Una nueva versión fue publicada el 10/12/19 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

3.3.8 Ley de Generación Residencial

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

3.3.9 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.

3.3.10 Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

3.4.1 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

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

4. Política de Gestión de Riesgos

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

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

4.1. Riesgo financiero

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

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

4.1.1 Tipo de cambio

La Sociedad 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.

También en el caso de operaciones de financiamiento o flujos de cajas importantes, distintas de la moneda funcional de la Sociedad, se contratan instrumentos derivados con el fin de realizar coberturas.

Por otro lado, el costo de energía está indexado a variables como el tipo de cambio y al precio de combustibles (petróleo). Sin embargo, éste es traspasado a sus clientes mitigando el impacto en los resultados de 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 del 65% de los ingresos de la Sociedad corresponden a pesos chilenos que están indexados a variaciones de indicadores internos de la economía (UF). Las tarifas de ventas incluyen además en sus en sus indicadores otros factores de actualización, tales como el IPP y el Dólar.

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 (Sociedad Austral de Electricidad S.A. 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 (Sociedad Austral de Electricidad S.A. 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.

En Edelayesen y su matriz Saesa, 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 2019 y 2018, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Ingresos operacionales y Otros ingresos (últimos 12 meses)	28.750.692	26.719.965
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	5.167.949	119.070
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / Ingresos operacionales	17,98%	0,45%

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 puede ser recuperable. Si existe dicho indicio, el valor recuperable del activo se estima para determinar el alcance del deterioro. En la evaluación de deterioro, los activos que no generan flujo efectivo independiente son agrupados en una Unidad Generadora de Efectivo ("UGE") a la cual pertenece el activo. El monto recuperable de estos activos o UGE, es medido como el mayor valor entre su valor razonable y su valor libro.
- **Estimación de deudores incobrables:** 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 de convenios colectivos suscritos 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 período. Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.

- **Ingresos y costos de explotación:** La Sociedad considera como ingresos de la explotación, además de los servicios facturados en el 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.
- **Litigios y contingencias:** La Sociedad evalúa periódicamente la probabilidad de pérdida de sus litigios y contingencias, de acuerdo a las estimaciones realizadas por sus asesores legales. En los casos que la Administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrán resultados favorables, o que los resultados son inciertos y los juicios se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones al respecto.
- **Aplicación de NIIF 16:** Los juicios críticos requeridos en la aplicación de esta norma incluyen los siguientes:
 - Estimación del plazo de arrendamiento.
 - Determinar si es razonablemente cierto que una opción de extensión o terminación será ejercida.
 - Determinación de la tasa apropiada para descontar los pagos de arrendamiento.

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	158.049	295.918
Saldo en Bancos	444.573	610.158
Otros instrumentos de renta fija	255.228	-
Totales	857.850	906.076

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos, tales como, fondos mutuos, con vencimiento inferior a tres 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.

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

b) El detalle de los Depósitos a corto plazo y 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\$
Edelayesen	Scotia Administradora General de FM S.A. Corporativo Serie V	Fondos Mutuos	AA+fm/M1(cl)	255.228	-

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	852.008	906.076
Monto del Efectivo y Equivalentes del efectivo	USD	5.842	-
Totales		857.850	906.076

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originen de actividades de financiamiento de la sociedad, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre 2020 Y 2019.

	Flujos de efectivo						Cambios distintos de efectivo						
	31/12/2019 M\$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos	Amortización	31/12/2020 M\$
Pagos por arrendamiento corriente	22.967	-	(2.937)	-	-	-	2.560	1.017	-	(10.000)	1.449	-	15.056
Pagos por arrendamiento corriente, no corriente	36.944	-	-	-	-	(24.769)	-	646	-	19.466	(1.449)	-	30.838
Totales	59.911	-	(2.937)	-	-	(24.769)	2.560	1.663	-	9.466	-	-	45.894

	Flujos de efectivo						Cambios distintos de efectivo						
	31/12/2018 M\$	Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por Arrendamientos Financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste TC	Nuevos Arrendamientos Financieros	Traspasos	Amortización	31/12/2019 M\$
Pagos por arrendamiento	-	-	(1.068)	(1.068)	-	(9.465)	1.680	193	-	68.601	-	-	59.911
Totales	-	-	(1.068)	(1.068)	-	(9.465)	1.680	193	-	68.601	-	-	59.911

7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

a) 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	6.891.233	-	4.041.313	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	3.347.720	388.432	2.611.375	605.556
Totales	10.238.953	388.432	6.652.688	605.556

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	6.579.855	-	3.967.742	-
Otras cuentas por cobrar, neto	3.026.750	388.432	2.284.840	605.556
Totales	9.606.605	388.432	6.252.582	605.556

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	311.378	-	73.571	-
Otras cuentas por cobrar	320.970	-	326.535	-
Totales	632.348	-	400.106	-

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

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	31/12/2020		31/12/2019	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	5.453.634	239.404	4.053.295	289.457
Energía y peajes	2.635.415	-	1.816.300	-
Anticipos para importaciones y proveedores	712.844	-	690.838	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	137.199	-	68.198	-
Convenios de pagos y créditos por energía	272.630	73.086	195.162	64.650
Deudores materiales y servicios	755.403	-	166.650	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	747.093	166.318	923.204	224.807
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	-	-	-	-
Otros	193.050	-	192.943	-
No Facturados o provisionados	4.449.947	-	2.306.011	-
Energía y Peajes uso de líneas eléctricas	2.159.290	-	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	255.438	-	153.139	-
Equidad Tarifaria Residencial	271.421	-	445.107	-
Energía en medidores (*)	1.655.249	-	1.626.767	-
Provisión ingresos por obras	84.127	-	56.576	-
Otros	24.422	-	24.422	-
Otros (Cuenta corriente empleados)	335.372	149.027	293.382	316.098
Totales, Bruto	10.238.953	388.431	6.652.688	605.555
Provisión deterioro	(632.348)	-	(400.106)	-
Totales, Neto	9.606.605	388.431	6.252.582	605.555

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar 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	272.630	73.086	195.162	64.650
Anticipos para importaciones y proveedores	712.844	-	690.838	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	221.326	-	124.774	-
Deudores materiales y servicios	755.433	-	166.650	-
Cuenta corriente al personal	335.372	149.027	293.382	316.098
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	832.643	166.318	923.204	224.807
Otros deudores	217.472	-	217.365	-
Totales	3.347.720	388.431	2.611.375	605.555
Provisión deterioro	(320.970)	-	(326.535)	-
Totales, Neto	3.026.750	388.431	2.284.840	605.555

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2019 es de M\$9.995.036, y al 31 de diciembre de 2018 es de M\$6.858.137.

- b) Las Sociedades de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2020 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 49.884 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito.

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	43.949	38%
Comercial	4.038	26%
Industrial	46	11%
Otros	1.851	25%
Total	49.884	100%

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 fidelizar al cliente con una gama más amplia de productos tales como ventas al detalle de productos y servicios, y venta de materiales y servicios eléctricos (para el cliente residencial), y construcción de obras y arriendo de equipos (grandes clientes y municipalidades).

- c) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el análisis de los deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	31/12/2020	31/12/2019
	Corriente M\$	Corriente M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.403.062	1.344.857
Con vencimiento entre tres y seis meses	508.902	39.821
Con vencimiento entre seis y doce meses	185.614	27.212
Con vencimiento mayor a doce meses	11.872	677
Totales	2.109.450	1.412.567

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

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

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

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos significativos y adicionalmente, de acuerdo a lo que establece la normativa vigente, la empresa distribuidora de energía eléctrica puede suspender el suministro por falta de pago, esto sin lugar a dudas es una herramienta importante en la gestión de cobranza. 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, 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	24.913	7.726.648	438	222.264	25.351	7.948.912	23.593	5.248.516	287	217.467	23.880	5.465.983
Entre 1 y 30 días	8.848	602.615	214	86.390	9.062	689.005	9.537	844.856	114	24.548	9.651	869.404
Entre 31 y 60 días	3.167	240.258	83	47.664	3.250	287.922	2.970	434.201	64	13.270	3.034	447.471
Entre 61 y 90 días	1.744	427.215	54	29.580	1.798	456.795	347	33.118	20	7.230	367	40.348
Entre 91 y 120 días	639	155.631	33	21.480	672	177.111	221	26.752	9	590	230	27.342
Entre 121 y 150 días	259	349.028	-	-	259	349.028	137	16.171	7	705	144	16.876
Entre 151 y 180 días	184	53.498	27	14.687	211	68.185	139	21.983	6	837	145	22.820
Entre 181 y 210 días	47	30.542	13	5.528	60	36.070	85	10.572	4	1.249	89	11.821
Entre 211 y 250 días	180	68.821	6	3.505	186	72.326	118	17.843	10	1.922	128	19.765
Más de 250 días	553	512.220	83	29.811	636	542.031	1.077	333.788	10	2.626	1.087	336.414
Totales	40.534	10.166.477	951	460.908	41.485	10.627.385	38.224	6.987.800	531	270.444	38.755	7.258.244

- e) Al 31 de diciembre 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	42	172.922	34	177.004
Totales	42	172.922	34	177.004

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente
	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	349.337
Aumentos (disminuciones) del año	119.070
Montos castigados	(68.301)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	400.106
Aumentos (disminuciones) del año(*)	329.352
Montos castigados	(97.110)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	632.348

(*) De acuerdo a la NIIF 9, la Sociedad aplicó el modelo simplificado de pérdidas esperadas para Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar, determinando una disminución de la provisión de deterioro de deudores por M\$10.243 con la correspondiente disminución de Activos por Impuestos Diferidos por M\$2.766 (Nota 14).

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

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

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
Provisión cartera no repactada	280.050	128.301
Provisión cartera repactada	49.302	(9.231)
Castigos del año	(97.110)	(68.301)
Totales	232.242	50.769

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

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

a. Accionistas

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

Accionistas	Serie única	Total	Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.036.156	35.036.156	93,24%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O.L Chile S.A.	7.693	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	6.401	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	4.986	0,01%
Corvalán Neira Sandra Mónica	1.975	1.975	0,01%
Empresa Constructora Cóndor S.A.	1.745	1.745	0,00%
Lomas del Sol S.A.C.	1.065	1.065	0,00%
Santana Miranda Osvaldo Marcelo	994	994	0,00%
Vera Zuñiga Nelson	30	30	0,00%
Contreras Ruiz Pamela del Carmen	2	2	0,00%
Vidal Gonzalez Fabian Antonip	1	1	0,00%
Totales	37.577.279	37.577.279	100%

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

Los préstamos entre entidades relacionadas se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos préstamos se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad matriz Saesa y su matriz Eléctricas, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. Los intereses son de mercado y se calculan por el período que dure la operación.

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\$
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	-	1.689	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	15.338	-	15.338	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	3.062	-	2.202	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	14.171.376	-	17.661.692
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	9.427	-	-	-
Totales							27.827	14.171.376	19.229	17.661.692

La Administración de la Sociedad ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses, por lo que los saldos se presentan en el no corriente respecto al capital de la deuda

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	CLP	810.197	-	269.627	-
76.186.388-6	Sagesa S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	665.097	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.463.829	-	1.315.692	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	52.856	-	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	130	-	127	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	130	-	127	-
Totales							2.992.239	-	1.585.573	-

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\$
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A	Chile	Matriz común	Recuperación de Gastos	-	-	15.267	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital/Interes)	-	-	350.513	3.978
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Matriz	Recuperación de Gastos	540.570	-	(74.550)	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A	Chile	Matriz	Dividendo por pagar	148.137	-	(228.944)	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A	Chile	Matriz común	Recuperación de Gastos	860	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Matriz común	Recuperación de Gastos	(1.689)	-	(9.686)	-

c. Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 26 de abril de 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, Stephen Best, Ben Hawkins y Christopher Powell como integrantes del Directorio.

En sesión celebrada con fecha 22 de mayo de 2019, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Iván Díaz-Molina y como Vicepresidente al señor Jorge Lesser García-Huidobro.

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
Totales	260	254

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 Edelayesen. 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		1.528
Jorge Lesser García-Huidobro		1.528
Totales	0	3.056

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$70.977 al 31 de diciembre de 2020 y a M\$68.808 al 31 de diciembre de 2019.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecidos un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$29.925 al 31 de diciembre de 2020 y M\$58.934 al 31 de diciembre de 2019.

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

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

9. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2020:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.878.249	1.852.361	25.888
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	320.904	312.553	8.351
Petróleo	243.671	243.671	-
Totales	2.442.824	2.408.585	34.239

Al 31 de diciembre de 2019:

Clases de inventario	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	1.635.805	1.593.320	42.485
Existencias para ventas al detalle de productos y servicios	333.251	329.273	3.978
Petróleo	293.676	293.676	-
Totales	2.262.732	2.216.269	46.463

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono M\$2.576 para el año 2020 y un cargo de M\$50.251 para el año 2019.

Movimiento Provisión	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Provisión año	(2.576)	50.251
Aplicaciones a provisión	(9.649)	(43.975)
Totales	(12.224)	6.276

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	-	8.990.736
Otros gastos por naturaleza (*)	320.308	358.027
Totales	320.308	9.348.763

(*) Ver Nota 21.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2020 ascienden a M\$820.637 (M\$5.689.356 en 2019) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2020 asciende M\$94.917 (M\$32.666 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 renta por recuperar	-	335.835
IVA Crédito fiscal por recuperar	3.097.900	1.043.646
Crédito Sence	-	19.894
Crédito Activo Fijo	-	24.812
Impuesto por recuperar año anterior	28.628	22.864
Totales	3.126.528	1.447.051

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 (*)	604.391	-
Otros	2.920	2.126
Totales	607.311	2.126

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos Intangibles Neto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Neto	146.757	146.807
Servidumbres	33.631	33.631
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	4.583	4.633

Activos Intangibles Bruto	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables Bruto	152.692	152.692
Servidumbres	33.631	33.631
Derecho de Agua	108.543	108.543
Software	10.518	10.518

Amortización Activos Intangibles	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables	(5.935)	(5.885)
Software	(5.935)	(5.885)

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

	Servidumbre Neto	Derecho de Agua	Software, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
	33.631	108.543	4.633	146.807
Gastos por amortización	-	-	(50)	(50)
	0	0	(50)	(50)
	33.631	108.543	4.583	146.757

	Servidumbre Neto	Derecho de Agua	Software, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$
	33.631	108.543	4.835	147.009
Gastos por amortización	-	-	(202)	(202)
	0	0	(202)	(202)
	33.631	108.543	4.633	146.807

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

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

12. Propiedades, Planta y Equipos

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/2020	31/12/2020
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	113.229.771	104.847.891
Terrenos	3.600.683	3.445.842
Edificios	7.415.476	7.372.236
Planta y Equipo	77.775.371	75.400.237
Equipamiento de Tecnologías de la Información	375.183	375.106
Instalaciones Fijas y Accesorios	378.048	329.513
Vehículos de Motor	1.024.190	598.062
Construcción en Curso	20.002.657	15.028.630
Otras Propiedades, Planta y Equipo	2.658.163	2.298.265

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2020	31/12/2020
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo	80.656.465	73.806.044
Terrenos	3.600.683	3.445.842
Edificios	4.790.109	4.901.346
Planta y Equipo	50.584.305	49.373.326
Equipamiento de Tecnologías de la Información	17.002	59.735
Instalaciones Fijas y Accesorios	171.215	158.354
Vehículos de Motor	632.588	227.566
Construcción en Curso	20.002.657	15.028.630
Otras Propiedades, Planta y Equipo	857.906	611.245

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2020	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(32.573.306)	(31.041.847)
Edificios	(2.625.367)	(2.470.890)
Planta y Equipo	(27.191.066)	(26.026.911)
Equipamiento de Tecnologías de la Información	(358.181)	(315.371)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(206.833)	(171.159)
Vehículos de Motor	(391.602)	(370.496)
Otras Propiedades, Planta y Equipo	(1.800.257)	(1.687.020)

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

Movimiento periodo 2020		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2020		3.445.842	4.901.346	49.373.326	59.735	158.354	227.566	15.028.630	611.245	73.806.044
Movimientos	Adiciones	-	-	591.721	-	-	-	9.273.599	59.569	9.924.889
	Retiros Valor Bruto	-	-	(1.465.470)	(3.601)	-	(73.939)	-	-	(1.543.010)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	7.100	1.293.358	3.600	-	58.232	-	970	1.363.260
	Otros (Activación Obras en Curso)	154.841	43.240	2.896.028	3.678	20.917	500.067	(3.913.613)	294.842	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	352.855	-	27.618	-	(385.959)	5.487	1
Gastos por depreciación		-	(161.577)	(2.457.513)	(46.410)	(35.674)	(79.338)	-	(114.207)	(2.894.719)
Total movimientos		154.841	(111.237)	1.210.979	(42.733)	12.861	405.022	4.974.027	246.661	6.850.421
Saldo final al 31 de diciembre de 2020		3.600.683	4.790.109	50.584.305	17.002	171.215	632.588	20.002.657	857.906	80.656.465

Movimiento año 2019		Terrenos	Edificios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Construcciones	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Totales
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019		3.402.852	4.528.652	48.019.947	130.936	113.435	297.671	8.442.523	534.678	65.470.694
Movimientos	Adiciones	-	-	517.212	-	-	-	10.647.867	59.422	11.224.501
	Retiros Valor Bruto	-	-	(23.271)	(32.813)	-	(9.859)	-	-	(65.943)
	Retiros y Traspaso Depreciación Acumulada	-	-	47.738	32.813	-	9.857	-	5.358	95.766
	Otros (Activación Obras en Curso)	42.990	576.199	3.334.506	5.757	80.942	-	(4.204.075)	163.681	-
	Incremento (Disminuciones) por Transferencias desde Construcciones en Curso, Propiedades, Planta y Equipo	-	-	(142.315)	-	-	-	142.315	-	-
Gastos por depreciación		-	(203.505)	(2.380.491)	(76.958)	(36.023)	(70.103)	-	(151.894)	(2.918.974)
Total movimientos		42.990	372.694	1.353.379	(71.201)	44.919	(70.105)	6.586.107	76.567	8.335.350
Saldo final al 31 de diciembre de 2019		3.445.842	4.901.346	49.373.326	59.735	158.354	227.566	15.028.630	611.245	73.806.044

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2020 y 31 de diciembre 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. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

La Sociedad ha adoptado a partir del 1 de enero de 2020, la Norma Internacional de Información Financiera (NIIF) 16 “Arrendamientos” optando por la medición de activo igual al pasivo por arrendamiento, y determinó la tasa de endeudamiento incremental de acuerdo con el plazo del arrendamiento y la naturaleza del activo de derecho de uso. Los activos de derecho de uso registrados a la fecha de aplicación inicial consideran gastos de amortización a través del período del contrato o la vida útil del activo, el que sea menor.

a) Activos por Derechos de Uso

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

Movimiento año 2020	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	41.783	16.406	-	58.189
Gastos por depreciación	(12.890)	(4.180)	-	(17.070)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	800	99	-	899
Adiciones	10.231	-	-	10.231
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	39.924	12.325	-	52.249

Movimiento año 2019	Edificios e Instalaciones, neto	Terrenos, neto	Otros, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo final al 1 de enero de 2019 después de la aplicación de NIIF 16	-	-	-	-
Reconocimiento inicial NIIF 16	7.605	20.632	-	28.237
Gastos por amortización	(6.345)	4.259	-	(10.604)
Incremento (decremento) por diferencias de conversión	159	33	-	192
Adiciones	40.364	-	-	40.364
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	41.783	16.406	-	58.189

b) Pasivos por arrendamiento

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

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2020
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2020	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	2.342	7.699	10.041	8.225	8.628	7.298	-	-	24.151
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	944	4.071	5.015	3.335	1.636	1.716	-	-	6.687
Totales					3.286	11.770	15.056	11.560	10.264	9.014	-	-	30.838

Rut Arrendatario	Nombre Entidad - Arrendatario	Segmento País	Moneda	Arrendamiento asociado a	Corriente			No Corriente					
					Vencimiento			Mas de 1 año a 3 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años	al 31/12/2019
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	al 31/12/2019	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años		
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e Instalaciones	2.886	8.867	11.753	11.279	7.865	6.389	4.996	-	30.529
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	577	10.637	11.214	1.487	1.560	1.636	1.732	-	6.415
Totales					3.463	19.504	22.967	12.766	9.425	8.025	6.728	-	36.944

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultados integral por el período terminado al 31 de diciembre de 2020, se incluye un gasto por M\$60.699 (M\$54.020 en 2019), que corresponde a los arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16.

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

14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

14.1. 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	1.014.793	493.063
Ajustes por impuestos corrientes de años anteriores	-	-
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	1.014.793	493.063
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	466.433	717.747
Gasto por impuestos diferidos, neto, total	466.433	717.747
Gasto por impuesto a las ganancias, operaciones continuadas	1.481.226	1.210.810

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	(2.488)	(8.002)
Impuestos a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	(2.488)	(8.002)

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	6.714.571	5.914.548
Total de (gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(1.812.934)	(1.596.928)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	85.107	51.222
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(183.773)	(92.259)
Efecto fiscal de pérdidas fiscales	-	-
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(21.400)	(2.639)
Otros efectos fiscales por conciliación entre la ganancia contable y (gasto) ingreso por impuestos	451.774	429.794
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	331.708	386.118
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(1.481.226)	(1.210.810)
Tasa impositiva efectiva	22,06%	20,47%

14.2. 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	51.490	40.611
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	167.969	105.263
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	39.709	38.700
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	9.244	12.545
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	42.524	54.490
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	73.305	80.458
Impuestos diferidos otras provisiones	7.619	7.382
Impuestos diferidos relativos a derivados	-	-
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	15.199	25.540
Total Impuestos Diferidos	407.059	365.454

Diferencias temporarias	Pasivos	
	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	9.353.925	8.828.222
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	19.710	41.580
Impuestos diferidos Arriendos	1.716	-
Total Impuestos Diferidos	9.375.351	8.869.802

Diferencias temporarias	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Activo No Corriente	407.059	365.454
Pasivo No Corriente	9.375.351	8.869.802
Neto	(8.968.292)	(8.504.348)

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

Movimientos impuestos diferidos	Activo	Pasivo
	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2019	339.212	8.133.815
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	18.240	735.987
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	8.002	-
Saldo al 31 de diciembre de 2019	365.454	8.869.802
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	39.117	505.549
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	2.488	-
Saldo al 30 de diciembre de 2020	407.059	9.375.351

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

15. 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	4.779.914	3.762.051
Otras cuentas por pagar	851.024	914.545
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.630.938	4.676.596

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	1.178.855	97.243
Proveedores por compra de combustible y gas	200.017	12.351
Cuentas por pagar importaciones en tránsito	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	3.401.042	3.652.457
Dividendos por pagar a terceros	108.440	97.413
Cuentas por pagar instituciones fiscales	40.469	40.279
Otras cuentas por pagar	702.115	776.853
Totales cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.630.938	4.676.596

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

Proveedores con pago al día	Saldo al				Saldo al			
	31/12/2020				31/12/2019			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	8.006.392	-4.012.587	786.109	4.779.914	9.643.475	-16.522.027	10.640.603	3.762.051
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Totales	8.006.392	(4.012.587)	786.109	4.779.914	9.643.475	(16.522.027)	10.640.603	3.762.051

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\$	%
FINNING CHILE S.A.	91.489.000-4	1.153.714	24,14%
ESS TECH INC	Proveedor Extranjero	309.925	6,48%
CIA PETROLEO DE CHILE COP	99.520.000-7	158.719	3,32%
STAT-FIRE SPA	76.484.085-2	114.870	2,40%
RAFAEL ARMANDO CASTRO SAL	6.672.509-K	49.255	1,03%
TELECOM Y ELECTRICIDAD S.	96.524.340-2	49.120	1,03%
Servicios Eléctricos MAVASA Ltda.	77.694.680-K	45.725	0,96%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		1.172.820	24,54%
Otros Proveedores		1.725.766	36,10%
Totales		4.779.914	100%

Nombre Proveedores	RUT	31/12/2020	
		M\$	%
FINNING CHILE S.A.	91.489.000-4	566.057	15,05%
DETROIT CHILE S.A	81.271.100-8	317.919	8,45%
GLOBAL HYDRO ENERGY	Proveedor Extranjero	316.020	8,40%
ESS TECH INC	Proveedor Extranjero	309.925	8,24%
CIA PETROLEO DE CHILE COP	99.520.000-7	204.673	5,44%
STAT-FIRE SPA	76.484.085-2	193.919	5,15%
ES MAX DISTRIBUCION SPA	79.588.870-5	139.015	3,70%
MANT ELECTRICO JOSE BAHAMONDE	76.015.234-K	91.143	2,42%
REDAK SERVICE AD MAINTENANCE	Proveedor Extranjero	90.877	2,42%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		92.130	2,45%
Otros Proveedores		1.440.373	38,29%
Totales		3.762.051	100%

16. Instrumentos financieros por categoría

16.1. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros al 31/12/2020	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Otros activos financieros, corrientes	-	-	-	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	9.995.037	-	-	9.995.037
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	14.199.203	-	-	14.199.203
Efectivo y equivalentes al efectivo	602.622	255.228	-	857.850
Totales	24.796.862	255.228	-	25.052.090

Activos financieros al 31/12/2019	Activos financieros a costo amortizado	Activos a valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	6.858.138	-	-	6.858.138
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	17.680.921	-	-	17.680.921
Efectivo y equivalentes al efectivo	906.076	-	-	906.076
Totales	25.445.135	-	-	25.445.135

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros al 31/12/2020	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Pasivos por Arrendamientos	45.894	-	45.894
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.630.938	-	5.630.938
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.992.239	-	2.992.239
Totales	8.669.071	-	8.669.071

Pasivos financieros al 31/12/2019	Pasivos financieros a costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Pasivos por Arrendamientos	59.911	-	59.911
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	4.676.596	-	4.676.596
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	1.585.573	-	1.585.573
Totales	6.322.080	-	6.322.080

16.2. Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos Financieros - al 31/12/2020	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado:		
Efectivo en caja	158.049	158.049
Saldo en Bancos	444.573	444.573
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	9.606.605	9.606.605

Pasivos Financieros - al 31/12/2020	Valor Libro	Valor Justo
	M\$	M\$
Pasivos Financieros mantenidos a costo amortizado:		
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	5.630.938	5.630.938

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.

17. Provisiones

17.1. Provisiones corriente

17.1.1 Otras provisiones corrientes

a) El detalle 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 (*)	406.145	288.677
Totales	406.145	288.677

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios

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

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2020	288.677
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	85.642
Incremento en provisiones existentes	60.691
Provisión utilizada	(28.865)
Total movimientos en provisiones	117.468
Saldo final al 31 de Diciembre de 2020	406.145

Otras Provisiones a corto plazo	Por reclamaciones legales
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	123.007
Movimientos en provisiones	
Provisiones adicionales	143.943
Provision no utilizada	(13.511)
Incremento en provisiones existentes	63.833
Provisión utilizada	(28.595)
Total movimientos en provisiones	165.670
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	288.677

17.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El detalle 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)	147.069	143.334
Provisión por beneficios anuales	382.168	414.238
Totales	529.237	557.572

b) El 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	143.333	414.239	557.572
Movimientos en provisiones			
Provisiones no utilizadas	-	(44.226)	-
Incremento en provisiones existentes	60.862	348.640	409.502
Provisión utilizada	(57.126)	(336.485)	-
Total movimientos en provisiones	3.736	(32.071)	409.502
Saldo final al 31 de diciembre de 2020	147.069	382.168	967.074

Movimientos en provisiones	Por vacaciones del personal	Por beneficios anuales	Totales M\$
Saldo inicial al 01 de enero de 2019	157.651	413.058	570.709
Movimientos en provisiones			
Incremento en provisiones existentes	75.550	381.642	457.192
Provisión utilizada	(89.867)	(380.462)	(470.329)
Total movimientos en provisiones	(14.317)	1.180	(13.137)
Saldo final al 31 de diciembre de 2019	143.334	414.238	557.572

17.3. 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	546.954	467.207
Totales	546.954	467.207

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

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2020	467.207
Costo por intereses	15.188
Costo del servicio del período	73.466
Pagos en el período	(18.122)
Efecto actuarial del período	4.303
Variación actuarial por experiencia	4.912
Saldo al 30 de diciembre de 2020	546.954

Provisiones no corriente, indemnización por años de servicios	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2019	422.088
Costo por intereses	20.498
Costo del servicio del período	56.240
Pagos en el período	(82.517)
Costo de periodos anteriores	(975)
Variación actuarial por cambio de tasa	29.637
Bonos antigüedad	22.236
Saldo al 31 de diciembre de 2019	467.207

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

Gasto reconocido en el Estado Consolidado de Resultados Integrales	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Costo por intereses	15.188	20.498
Costo del servicio del período	73.466	56.240
Bonos antigüedad	22.236	-
Total Gasto reconocido en el estado de resultados	110.890	76.738
Pérdida actuarial neta plan de beneficios definidos	9.215	29.637
Total Gasto reconocido en el estado de resultados integrales	120.105	106.375

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

Tasa de descuento (nominal)	3,21%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,5%
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 un 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	75.991	(63.154)

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	(59.330)	69.991

17.4. Juicios y multas

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

17.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Empresa	Tribunal	N° Rol	Origen	Etapas Procesal	Monto M\$
EDELAYSEN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual. No traslado de Postación. (Constructora San Felipe con EDELAYSEN).	Se rechazan demanda San Felipe y Reconvenional de Edelayesen. Pendiente en primera instancia.	2.927.776
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2227-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor. Temporales de junio (SERINAC con EDELAYSEN)	Pendiente Casación Corte Suprema	76.916
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4386-2017	Hacienda. Ruta 7 Chaitén. (Fisco con EDELAYSEN)	Pendiente primera instancia. Sentencia acoge demanda.	26.854
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo Coyhaique	O-13-2020	Demanda Laboral subsidiaria Cea José y Otros con Soluciones de Comunicaciones Minería Ltda., Finning y Edelayesen	Pendiente en primera instancia Archivo especial	6.589
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo Puerto Aysén	O-4-2020	Demanda Laboral subsidiaria Andrade y Otros con Soluciones de Comunicaciones Minería Ltda., Finning y Edelayesen	Pendiente en primera instancia. se citará a la audiencia preparatoria una vez superada la contingencia sanitaria del país	5.548
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo de Rancagua	O-57-2019	Demanda Laboral Subsidiaria Tapia W. con Bufete Industrial Mantenimiento y Otros Edelayesen) 20 demandados	Pendiente primera instancia	177.776
EDELAYSEN	Juzgado Letras de Chaitén	C-48-2020	Sumario Servidumbre Rodríguez Alonso con Edelayesen	Pendiente primera instancia	70.000

Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 1.000.

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

17.4.2. Multas

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

Multas pendientes de resolución de años anteriores					
Empresa	Resolución y fecha	Organismo	Concepto	Estado	Monto comprometido M\$
EDELAYSEN	Res. Ex.12389 de fecha 17.02.2016	SEC	Calidad de Servicio	Recurso de Reposición	9.225

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

Para los casos en que la administración y los abogados de la Sociedad han estimado que se obtendrá resultados favorables o que los resultados son inciertos y las multas se encuentren en trámite, no se han constituido provisiones.

18. 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)	2.392.209	1.313.037	-	-
Otras obras de terceros	652.500	558.066	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes (*)	-	-	31.521	30.270
Totales	3.044.709	1.871.103	31.521	30.270

Las subvenciones gubernamentales corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.13.2.

19. Patrimonio

19.1 Patrimonio neto de la sociedad

19.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 el capital social de la Sociedad ascendía a M\$37.005.894 y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

19.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 26 de abril de 2020 se aprobó el pago de un dividendo final de \$44,0963776279 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019, lo que significó un pago total de M\$1.657.027. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 24 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 \$45,214365494 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2018, lo que significó un pago total de M\$1.699.038. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 26 de mayo de 2019.

19.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2020 de otras reservas es el siguiente:

	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	(178.240)	(6.727)	(184.967)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	692.933	(6.727)	686.206

Las otras reservas varían por M\$ 871.173, que corresponde a revalorización del capital pagado por el período 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero).

El detalle al 31 de diciembre de 2019 de otras reservas es el siguiente:

	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	(156.605)	(21.635)	(178.240)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	714.568	(21.635)	692.933

19.1.4 Ganancias acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) 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\$
Saldo Inicial al 01/01/2020	47.499.989	-	47.499.989
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	5.233.345	-	5.233.345
Provisión dividendo mínimo del período	(1.570.004)	-	(1.570.004)
Saldo final al 31/12/2020	51.163.330	-	51.163.330

La utilidad distribuible del año 2020, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2020, esto es M\$5.233.345.

	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera Adopción no realizados	Ganancia acumulada
	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2019	44.207.372	-	44.207.372
Ganancia atribuibles a los propietarios de la controladora	4.703.738	-	4.703.738
Provisión dividendo mínimo del período	(1.411.121)	-	(1.411.121)
Saldo final al 31/12/2019	47.499.989	-	47.499.989

La utilidad distribuible del año 2019, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2019, esto es M\$4.703.738.

19.1.5 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.

19.1.6 Restricciones a la disposición de fondos

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

20. 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	26.066.363	23.307.972
Distribución	23.907.073	23.307.972
Residencial	9.073.684	7.543.625
Comercial	6.283.854	6.510.053
Industrial	2.694.722	2.475.793
Otros	5.854.813	6.778.501
Transmisión	-	-
Generación y Comercialización	2.159.290	-
Otros ingresos	378.453	346.941
Apoyos	33.226	32.113
Arriendo medidores	51.289	45.554
Cargo por pago fuera de plazo	212.317	180.347
Otros	81.621	88.927
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	26.444.816	23.654.913

Otros Ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
M\$	M\$	
Construcción de obras y trabajos a terceros	736.925	1.165.223
Venta de materiales y equipos	250.504	393.555
Arrendamientos	19.657	17.860
Intereses créditos y préstamos	5.753	5.217
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.167.405	1.276.296
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	41.093	126.247
Otros Ingresos	84.539	80.654
Total Otros ingresos, por naturaleza	2.305.876	3.065.052

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

Ingresos de Actividades Ordinarias	31/12/2020	31/12/2019
M\$	M\$	
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de Energía Distribución	23.907.073	23.307.972
Generación y Comercialización	2.159.290	-
Otros ingresos	378.453	346.941
Total Ingresos reconocidos en a lo largo del tiempo	26.444.816	23.654.913
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total ingresos por actividades ordinarias	26.444.816	23.654.913

Otros ingresos, por naturaleza	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Arrendamientos	19.657	17.860
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	41.093	126.247
Otros Ingresos	84.539	80.654
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	145.289	224.761
Reconocimiento de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	250.504	393.555
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.167.405	1.276.296
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	1.417.909	1.669.851
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	736.925	1.165.223
Intereses créditos y préstamos	5.753	5.217
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	742.678	1.170.440
Total otros ingresos, por naturaleza	2.305.876	3.065.052

21. 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	1.161.147	69.679
Combustibles para generación y materiales	7.975.874	8.990.735
Totales	9.137.021	9.060.414

22. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales 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	2.480.551	2.411.698
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	358.691	454.207
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	99.914	226.913
Activación costo de personal	(240.520)	(268.556)
Totales	2.698.636	2.824.262

23. Gasto por Depreciación y Amortización

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

Gasto por Depreciación y Amortización	31/12/2020	31/12/2019
	M\$	M\$
Depreciaciones	2.894.719	2.918.974
Amortizaciones de Intangibles	50	202
Amortización por derechos de uso	17.069	10.604
Totales	2.911.838	2.929.780

24. Pérdida por deterioro

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

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	406.605	125.031
Totales	406.605	125.031

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.

25. 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	2.628.246	1.972.814
Sistema generación	1.262.589	1.398.756
Mantención medidores, ciclo comercial	811.024	803.186
Operación vehículos, viajes y viáticos	167.585	198.401
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	618.518	14.034
Provisiones y castigos	(8.271)	39.404
Gastos de administración	1.103.146	1.229.882
Egresos por construcción de obras a terceros	389.174	731.036
Otros gastos por naturaleza	219.488	139.381
Totales	7.191.499	6.526.894

26. 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	48.441	19.836
Otros ingresos financieros	197.004	608.123
Total Ingresos financieros	245.445	627.959
Otros gastos financieros	(4.655)	(3.112)
Total costos financieros	(4.655)	(3.112)
Resultado por unidades de reajuste	68.316	41.179
Diferencias de cambio	(4.626)	(5.335)
Positivas	8.678	-
Negativas	(13.304)	(5.335)
Total resultado financiero	304.480	660.691

27. Medio Ambiente

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

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2020	31/12/2019
		M\$	M\$
Evaluación plan de manejo	Inversión	8.083	-
Asesorías medioambientales	Costo	-	2.037
Gestión de residuos	Costo	41.458	40.203
Reforestaciones	Inversión	1.925	5.827
Otros gastos medioambientales	Costo	140	468
Proyectos de inversión	Inversión	-	1.103
Totales		51.606	49.638

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

28. 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:

Acreedor de la garantía	Empresa que entrega garantía		Activos comprometidos	Moneda	Total M\$	2021	2022	2023
	Nombre	Relación	Tipo de garantía					
Gobierno Regional de Aysen	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	2.292.696	442.485	1.850.211	3.066.939
Gobierno Regional de Los Lagos	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	PESO	1.317.818	1.317.818	-	30.191
Director de Viabilidad	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	178.666	74.187	104.479	-
Director Regional de Viabilidad Región de Aysen	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	37.501	-	21.803	15.698

29. 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\$462.404 (M\$1.284.929 en 2018).

30. Moneda Extranjera

ACTIVO	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	USD	CLP	5.842	-
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corriente	U.F.	CLP	25.502	12.500
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			31.344	12.500
ACTIVOS NO CORRIENTE				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	U.F.	CLP	149.027	144.878
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			149.027	144.878
TOTAL ACTIVOS			180.371	157.378

PASIVO	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31/12/2020 M\$	31/12/2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, Corrientes	U.F.	CLP	10.041	11.753
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corrientes	U.F.	CLP	259	254
TOTAL PASIVOS CORRIENTES			10.300	12.007
PASIVOS NO CORRIENTES				
Pasivos por Arrendamiento, No Corrientes	U.F.	CLP	24.151	30.529
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES			24.151	30.529
TOTAL PASIVOS			34.451	42.536

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

* * * * *

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén 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	16.242	10.963	5.279	48,2%
Activos no corrientes	95.823	92.645	3.179	3,4%
Total activos	112.066	103.608	8.458	8,2%
Pasivos corrientes	13.226	9.005	4.221	46,9%
Pasivos no corrientes	9.985	9.404	580	6,2%
Patrimonio	88.855	85.199	3.657	4,3%
Total pasivos y patrimonio	112.066	103.608	8.458	8,2%

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$8.458 respecto de diciembre de 2019, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM\$5.279 y un aumento en los Activos no corrientes de MM\$3.179.

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

- a) Aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar Corrientes (MM\$3.354), principalmente por el aumento de morosidad debido a que la Sociedad ha suspendido el corte de suministro ante la incertidumbre generada por el COVID-19, con el fin de aliviar a las familias, especialmente para aquellas que pertenecen al 60% más vulnerable. El 5 de agosto de 2020, la iniciativa de suspender el corte de suministro acordada entre las empresas eléctricas y el Gobierno fue extendida al 60% más vulnerable con la emisión de la Ley 21.249, en donde se establece que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables. Adicionalmente al aumento de reliquidaciones y cobro de diferencias con clientes, cuya forma de cancelación aún deben ser instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico.
- b) Aumento en Activos por Impuestos corrientes (MM\$1.679), principalmente por mayor IVA Crédito Fiscal asociado a las mayores inversiones en activo fijo e impuesto específico al Diesel por generación de centrales que operan con ese combustible.

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

- a) Aumento en Propiedades, planta y equipo (MM\$6.850) 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\$3.490) por devolución de préstamos por parte de la matriz Saesa.

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM\$4.801 respecto de diciembre de 2019, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM\$4.221 y en los Pasivos no corrientes de MM\$580.

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

- a) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$954), principalmente por reliquidaciones pendientes, cuya forma de cancelación aún deben ser instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico.
- b) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas (MM\$1.407), principalmente por incremento en cuentas por pagar con Matriz Saesa y relacionada Sagesa.
- c) Aumento en Otros Pasivos no financieros Corrientes (MM\$1.174), los que corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural.
- d) Aumento en Pasivo por impuestos corrientes (MM\$605), principalmente por provisión impuesto renta.

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

- a) Aumento en Pasivo por impuestos diferidos (MM\$506), debido a mayores diferencias temporales originadas por la comparación entre depreciación tributaria (acelerada) y financiera que afecta a Propiedades, planta y equipo.

3) Patrimonio

Presenta un mayor saldo de MM\$3.657, respecto de diciembre de 2019, explicado por el resultado del año (MM\$5.233), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM\$ 1.570).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-20	dic-19	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,2	1,2	0,9%
	Razón ácida (2)	Veces	1,0	1,0	7,7%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,3	0,2	20,9%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	2.001	2.630	(23,9%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	57,0%	48,9%	16,5%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	43,0%	51,1%	(15,8%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	9.814	11.311	(13,2%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	4,2	5,5	(22,8%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	86,0	66,0	30,3%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	9.317	8.183	13,9%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	6,0%	5,6%	6,8%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	4,9%	4,7%	3,5%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	12,1%	7,5%	60,0%
	Utilidad por acción (12)	\$	139,3	125,2	11,3%

- (1) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes y (ii) Pasivos Corrientes.
- (2) Corresponde a la razón entre (i) Activos Corrientes netos de Inventarios y (ii) Pasivos Corrientes.
- (3) Corresponde a la razón entre (i) Total Pasivos y (ii) Total Patrimonio.
- (4) Corresponde a la razón entre (i) el Resultado Bruto de Explotación y (ii) Costos Financieros.
- (5) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (6) Corresponde a la razón entre (i) Pasivos No Corrientes y (ii) Total Pasivos.
- (7) Corresponde a la razón entre (i) Inversión Total y el promedio de (ii) Inventarios Corrientes actual e Inventarios Corrientes del periodo anterior.
- (8) Corresponde a la inversa de (i) Rotación de Inventarios por (ii) Número de días del año.
- (9) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Patrimonio actual y Patrimonio del periodo anterior.
- (10) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y el promedio de (ii) Total Activos actual y Total Activos periodo anterior.
- (11) Corresponde a la razón entre (i) Resultado Bruto de Explotación y promedio de (ii) Propiedad, Planta y Equipo actual y Propiedad, Planta y Equipo periodo anterior.
- (12) Corresponde a la razón entre (i) Ganancia (Pérdida) y (ii) Total Número de Acciones.
- (*) Incluye inversiones realizadas por Filial STS realizadas durante el periodo 2020.

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	28.751	26.720	2.031	7,6%
Materias primas y consumibles utilizados	(9.137)	(9.060)	(77)	0,8%
Margen de contribución	19.614	17.660	1.954	11,1%
Gasto por beneficio a los empleados	(2.699)	(2.824)	126	(4,4%)
Otros gastos por naturaleza	(7.191)	(6.527)	(665)	10,2%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(407)	(125)	(282)	225,2%
Resultado bruto de explotación	9.317	8.183	1.134	13,9%
Gasto por depreciación y amortización	(2.912)	(2.930)	18	(0,6%)
Resultado de explotación	6.405	5.254	1.152	21,9%
Resultado financiero	304	661	(356)	(53,9%)
Otras ganancias (pérdidas)	5	0	5	1717,5%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	6.715	5.915	800	13,5%
Gasto por impuestos a las ganancias	(1.481)	(1.211)	(270)	22,3%
Ganancia (pérdida)	5.233	4.704	530	11,3%

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación aumentó respecto del año anterior en MM\$1.152, lo que se explica por:

a) Mayor Margen de contribución de MM\$1.954 por:

- Aumento en el margen de distribución (MM\$523), principalmente por la aplicación de indexaciones por variables económicas (IPC y tipo de cambio principalmente), todo por un monto de MM\$670. Lo anterior compensado por menores cobros a clientes por beneficios otorgados como consecuencia de COVID-19 y otras rebajas tarifarias por MM\$286 (eliminación de energía de invierno, suspensión del corte y reposición, entre otros)
- Aumento del Margen de generación (MM\$1.990), principalmente por indexación (tipo de cambio) y también una leve mejora en la matriz de generación, la que tuvo un 2% más de generación hidráulica.
- Compensado parcialmente por disminución de los otros ingresos por naturaleza (MM\$759), asociado a menores ingresos por construcciones de obras a terceros (MM\$428), menores ventas de materiales y equipos (MM\$143) y una disminución en los ingresos percibidos por ventas al detalle de productos y servicios (MM\$112), en su mayoría producto de los efectos de la pandemia.

- b) Mayores otros gastos por naturaleza por MM\$665, principalmente por costos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico, asociado a mayores intervenciones en la red con el fin de mejorar el comportamiento del sistema eléctrico (distribución y generación), así como el aumento del control de vegetación (poda de árboles principalmente), que son una causa importante de corte de suministro ante temporales.

2) Resultado financiero

Menores ingresos financieros principalmente por menores tasas de préstamos en cuenta corriente (calculadas según la evolución de tasas de mercado) a relacionada Saesa, así como disminución de saldo por pagos de esta empresa.

3) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$5.233, lo que implicó un aumento de MM\$530 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-20 MM\$	dic-19 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	8.468	12.724	(4.256)	(33,4%)
de la Inversión	(7.077)	(11.448)	4.371	(38,2%)
de Financiación	(1.438)	(1.667)	229	(13,7%)
Flujo neto del período	(47)	(391)	345	(88,0%)
Variación en la tasa de cambio	(1)	(6)	4	(73,8%)
Incremento (disminución)	(48)	(397)	349	(87,8%)
Saldo Inicial	906	1.303	(397)	(30,5%)
Saldo Final	858	906	(48)	(5,3%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM\$859, siendo MM\$48 inferior al periodo de comparación.

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

- 1) Menor flujo positivo (variación negativa) de efectivo en Actividades de la operación, principalmente por menores cobros procedentes de las ventas de bienes y servicios (MM\$3.557), como parte principalmente de los efectos de la pandemia.
- 2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en Actividades de inversión, principalmente por menores inversiones en propiedades, plantas y equipos (MM\$1.809) y mayores cobros a relacionadas (MM\$2.586).
- 3) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en Actividades de Financiación, principalmente por menores dividendos pagados.

IV. Mercados en que participa.

Edelayesen es una empresa verticalmente integrada (por su calidad de sistema no conectado al SEN) que genera en un 100% la energía para distribuir en su zona de influencia, principalmente en la Región de Aisén.

En los últimos dos periodos ha tenido crecimientos en las ventas de energía cercanos al 2% y de clientes cercanos al 3%, 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	43.949	38.590	5.359	13,9%
Comercial	4.038	5.189	(1.151)	(22,2%)
Industrial	32	295	(263)	(89,1%)
Otros	1.865	4.454	(2.589)	(58,1%)
Total	49.884	48.528	1.356	2,8%

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-20	dic-19	Diferencia	Variación %
Residencial	69.338	61.419	7.919	12,9%
Comercial	38.229	39.315	(1.086)	(2,8%)
Industrial	20.130	21.647	(1.517)	(7,0%)
Otros	33.225	36.222	(2.996)	(8,3%)
Total	160.922	158.603	2.320	1,5%

V. Principales Riesgos.

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

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

b) Fijación de tarifas de generación Sistemas Medianos

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

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

c) Fijación de tarifas de distribución

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

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

11T/2016 publicado en 2017 y fija las tarifas de distribución que estarán vigentes hasta el 3 de noviembre de 2020.

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

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

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, el 24 de julio de 2018 se publicó el decreto 13T/2017 del Ministerio de Energía que fija las nuevas tarifas.

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

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

Los cambios aquí indicados y los que vengan en el futuro podrían afectar los flujos de la empresa. Los riesgos relacionados con estos cambios son monitoreados continuamente con el objeto de proteger los activos de la Sociedad y rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas

instancias establecidas en la Reglamentación vigente, esto es, envío de observaciones a la CNE, discrepancias ante el Panel de Expertos o presentaciones ante la Contraloría General de la República, según sea el caso.

1) 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.
- 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.

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