Reporte Anual 2021

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	14
ADMINISTRACIÓN	18
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	19
MARCHA DE LA EMPRESA	20
LÍNEA DE TIEMPO	31
ELECTRIFICACIÓN RURAL	33
SECTOR DE LA INDUSTRIA	33
MARCO REGULATORIO	39
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	41
FACTORES DE RIESGO	47
GESTIÓN FINANCIERA	53
HECHOS RELEVANTES	55
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	56
ESTADOS FINANCIEROS	57

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

El año 2021 fue un año de reinvención para el Grupo Saesa, y es que como muchas empresas del país y del mundo, debimos seguir adaptándonos al nuevo paradigma provocado por la pandemia, sorteando con éxito los desafíos que el Covid- 19 y los cambios regulatorios trajeron consigo, gracias al compromiso incondicional, flexibilidad y colaboración que nos caracteriza.

Por ese motivo, quisiera volver a destacar y agradecer profundamente el esfuerzo y dedicación de cada uno de nuestros colaboradores que continuaron adaptándose a los nuevos desafíos, realizando su labor con el profesionalismo que los caracteriza, ya sea en modalidad de teletrabajo o en terreno, resguardando siempre su integridad y salud, y poniendo siempre en el centro a nuestros clientes.

Gracias a este esfuerzo, 2021 quedará marcado en la historia de Grupo Saesa por un importante hito que valoramos especialmente: alcanzamos la mejor **calidad de servicio** desde que operamos.

Para responder a las necesidades sociales derivadas de la pandemia, seguimos entregando apoyo a las familias más vulnerables a través de alternativas de pago propias del Grupo Saesa. Asimismo, y de acuerdo con lo establecido por la **Ley de Servicios Básicos**, suspendimos los cortes de suministro por no pago y extendimos las facilidades. Este esfuerzo es parte de nuestro compromiso con las más de 950 mil familias que hoy son nuestros clientes, a quienes también aprovecho de agradecer por adaptarse a este entorno un tanto incierto.

Por ese motivo seguimos fortaleciendo las relaciones con los vecinos de nuestra zona de concesión. Estamos aprovechando la tecnología para llevar adelante nuestros planes de **vinculación con la comunidad**, la que nos permitió llegar a más personas con nuestros programas de educación, emprendimiento femenino, y cuidado del medio ambiente. Además, avanzamos con la conexión de sedes comunitarias a la red eléctrica.

Valoramos especialmente la capacitación que damos en la Academia de Emprendimiento que busca transformar y generar cambios a pequeños negocios de emprendedoras que asisten a nuestro programa **Mujeres con Energía**.

Agradecemos profundamente los **reconocimientos**. Uno de los más gratificantes es la evaluación realizada por los mismos trabajadores y que nos ubicó en el primer lugar del ranking nacional "Great Place To Work" como la mejor empresa para trabajar en Chile de más de mil colaboradores. Esto ratifica que la labor que hacemos de la mano de nuestros trabajadores va en la dirección correcta: Grupo Saesa cuida, acoge y capacita a las personas que lo conforman, buscando el equilibrio entre la vida personal y altos estándares de eficiencia, productividad y compromiso con sus clientes.

Así mismo, por tercer año consecutivo, Grupo Saesa recibió el Reconocimiento FGE (Fundación Generación Empresarial) al Compromiso con la Integridad 2021 por nuestro trabajo permanente de promoción de una cultura de integridad y buenas prácticas corporativas. También fuimos reconocidos por First Job como una de las cinco mejores empresas para realizar la Práctica Profesional en Chile y obtuvimos además el reconocimiento de "Most Innovative Companies" categoría Utilities, en el Ranking Most Innovative Companies 2021.

Junto a lo anterior, el robusto plan de inversiones que iniciamos en 2018, cuando comprometimos US$ 1.500 millones a cinco años y que permitió el impulso de 3.400 proyectos de mejoramiento en nuestras redes, ya muestra resultados relevantes. En 2021 el tiempo sin suministro eléctrico

disminuyó considerablemente en comparación con el año 2017: Frontel avanzó de 58,9 a 26,4 horas; Saesa de 21,0 a 13,4 horas y Edelaysen de 34,4 a 13,9 horas. Son cifras muy positivas considerando los desafíos que representan la dispersión geográfica de la población, el paisaje accidentado y las dificultades climáticas propias del sur de nuestro país.

Además, en 2021 invertimos $190.036 millones en soluciones tecnológicas para sostener en el tiempo la calidad de la energía que entregamos. Desarrollamos alternativas para mantener la continuidad del suministro durante desconexiones programadas, iniciamos un programa piloto de soterramiento de redes en sectores rurales de alta densidad arbórea, instalamos 510 nuevos equipos digitales de maniobras a distancia y 4 sistemas de respaldo para comunas completas, junto con la ampliación de capacidad de 2 centrales que cumplen esta misma labor.

Esto refleja el compromiso y mirada de largo plazo de nuestros accionistas para respaldar el desarrollo eficiente y sustentable de la energía en nuestro país.

En cuanto a los resultados financieros, registramos un **EBITDA** de $144.460 millones, un 9,9%% superior al obtenido en el 2020. Lo anterior se explica por los negocios en Transmisión.

En 2021 implementamos una restructuración interna que, en una primera etapa, separó nuestros negocios de distribución y transmisión, y creó la filial Saesa Innova. Durante 2022, continuaremos el proceso con la separación del negocio de generación eléctrica.

Estamos conscientes de los desafíos que presenta el mundo actual y confiamos en que hemos avanzado sosteniblemente para dar respuesta a las exigencias económicas, ambientales y sociales. Porque somos energía que conecta y transforma vidas, continuaremos aportando a la descarbonización de la matriz a través de soluciones energéticas renovables, invirtiendo para mejorar día a día la calidad de servicio y trabajando para llevar energía a los sectores más apartados del sur del país.

Iván Díaz Molina / 14.655.033-9
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 siguiente dos años el Grupo Saesa deberá implementar un cambio disruptivo en su negocio, alcanzando un nuevo estándar en calidad de servicio y fortaleciendo significativamente su relación con los clientes. La compañía deberá implementar con éxito los proyectos de Nueva Norma Técnica y Medición Inteligente, asegurando además consolidar su liderazgo en seguridad laboral en la industria. La empresa deberá ser un actor relevante en el desarrollo del marco regulatorio y nuevas tecnologías de la industria en Chile, promoviendo un trabajo cercano con reguladores y comunidades.

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

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

CRECIMIENTO Y VISIÓN 2022

El año 2022 el 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
Edelaysen

Rol Único Tributario
88.272.600-2

Domicilio Legal
Isidora Goyenechea 3621, Piso 3, 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

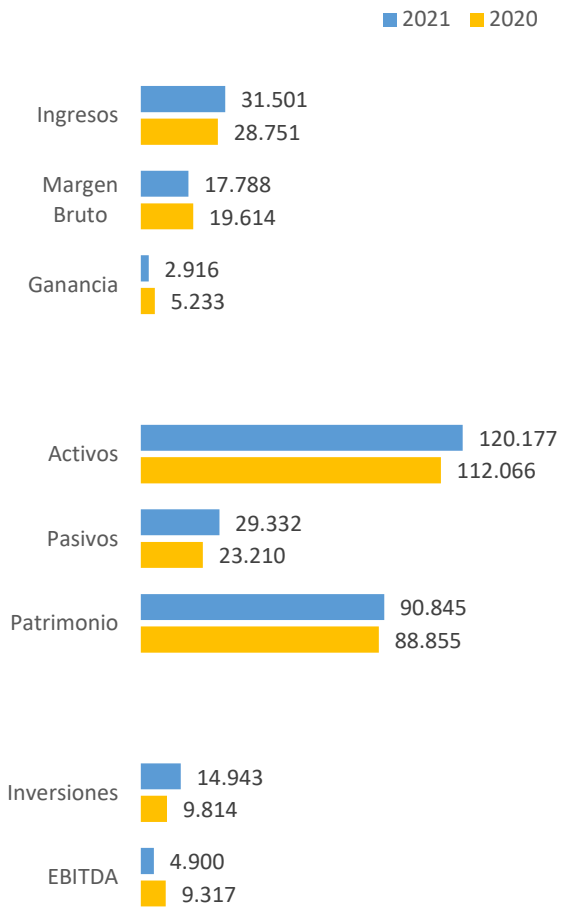
Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N°18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha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

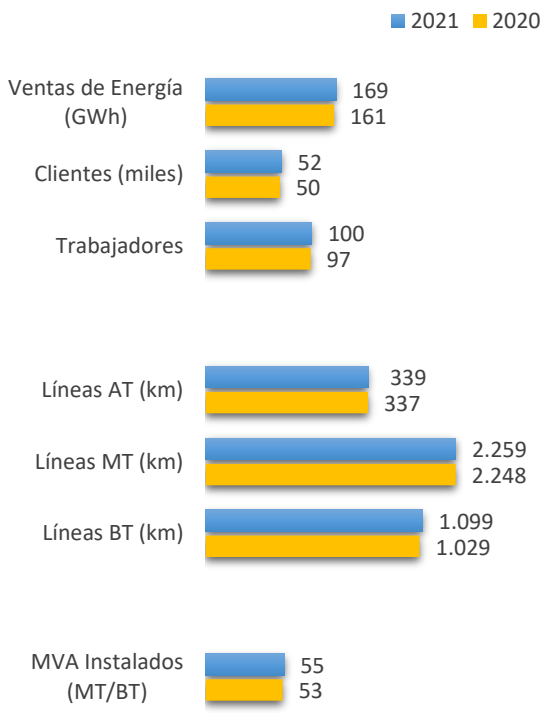
Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N°1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario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

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS



ANTECEDENTES OPERACIONALES

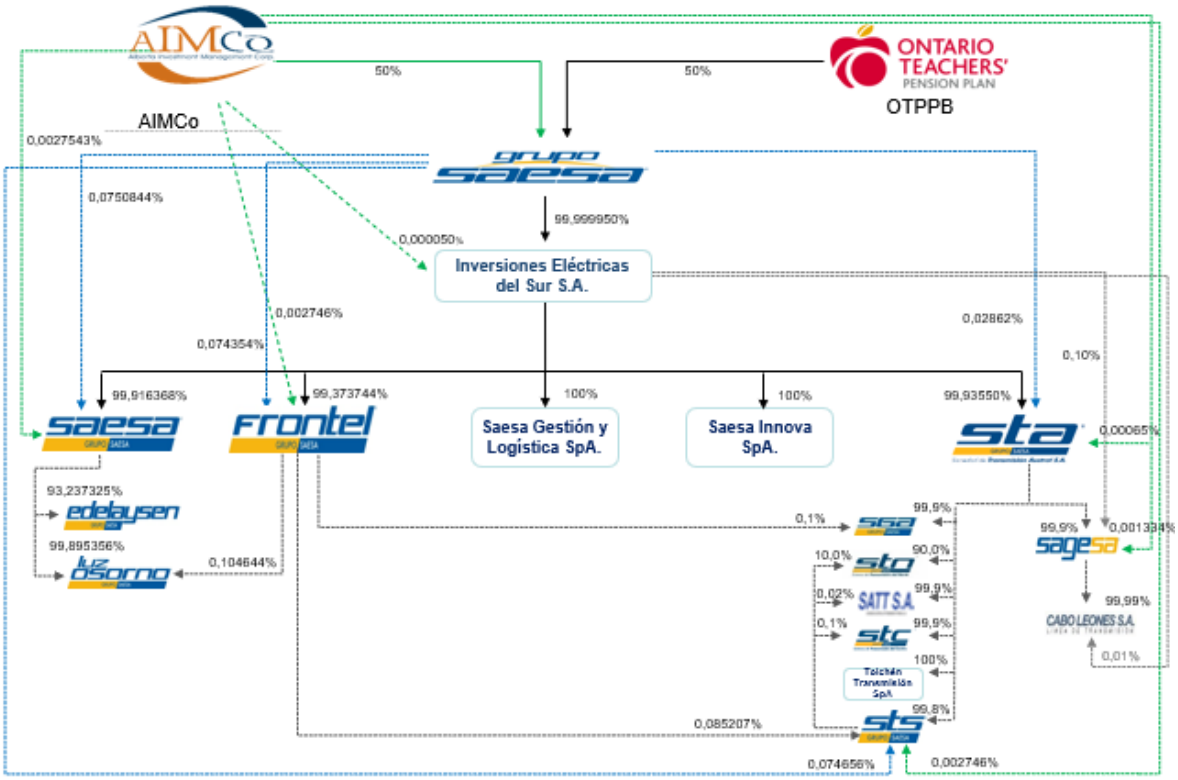


GENERACIÓN

	Cantidad de Centrales		Potencia Instalada (MW)	
	2021	2020	2021	2020
Eólica	1	1	2,5	1,8
Hidroeléctrica	8	7	23,3	22,2
Diésel	19	19	39,6	33,6
Solar	1	-	3,0	-
Total	29	27	68,3	57,7

RELACIÓN DE LA PROPIEDAD

La estructura de la propiedad al 31 de diciembre de 2021 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 Edelaysen, en forma directa.

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

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2021 el número de accionistas de Edelaysen 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. Las primeras se celebran una vez al año, dentro del primer cuatrimestre, para decidir respecto de las materias propias de su conocimiento. Las segundas pueden celebrarse en cualquier tiempo, cuando así lo exijan las necesidades sociales, para decidir cualquier materia que la ley o los estatutos de la Sociedad entreguen al conocimiento de las Juntas de Accionistas.

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

La Ley Nº21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos estableció que las empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica se sujetarán a las normas sobre operaciones entre partes relacionadas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y, además, deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

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

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

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y PROGRAMA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes a 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, 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 Anti-delincuencia, 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, del 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 sobre la materia se incorpora en los Reglamentos Internos de las empresas de Grupo Saesa.

Cabe destacar que, dada la envergadura de las modificaciones legales señaladas, 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.

Finalmente, y a raíz de las últimas modificaciones a la Ley N° 20.393 que se relacionan con nuevas exigencias establecidas por la autoridad para hacer frente a la pandemia por COVID 19, y que derivaron entre otras consecuencias, en la incorporación de dos nuevos ilícitos al catálogo de delitos que podrían acarrear la responsabilidad penal de las personas jurídicas, es que fue necesario actualizar nuevamente el Modelo de Prevención de la Sociedad, introduciendo esta vez una mención expresa a los delitos de: a) Inobservancia de medidas sanitarias decretadas por la autoridad y; b) Obtención fraudulenta de prestaciones del seguro de cesantía. Dicha actualización fue publicada con fecha 5 de marzo de 2021.

Sumado a lo anterior se encuentra 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 alto 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 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.

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 fue fuertemente robustecida durante los años 2020 y 2021 dada la situación de pandemia. En dichas capacitaciones se abordan tanto los conceptos generales 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 lo ha sometido a un proceso de revisión desde 2014, renovándose anualmente desde esa fecha. Sin embargo, durante el año 2020 la Sociedad obtuvo, por primera vez, la certificación del Modelo por un periodo de 2 años para todas sus empresas. De esta forma, de cara a una próxima certificación en 2022, durante el primer semestre de 2021 la certificadora Feller Rate realizó un monitoreo del estado del Modelo de Prevención encontrándolo conforme en todos los puntos objeto de la revisión.

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, 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, Grupo Saesa inició 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 adopción 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 revestir carácter de delito.

Para 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, 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 conduzca 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. 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 de 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 Grupo Saesa promueve.

Es importante destacar, que durante el 2021 se realizaron 43 actividades formativas a las que asistieron 8.067 participantes, entre los que se contó con trabajadores propios y personal contratista, y que se traduce en más de 8 mil horas de capacitación efectiva. Las altas tasas de participación y aprobación de los cursos dictados dan cuenta del real compromiso de los trabajadores con la cultura de integridad que inspira a la Sociedad.

Por su parte, en el mes de julio se celebró “La Semana de la Integridad y la Transparencia”, la cual buscó sensibilizar a los colaboradores respecto de la importancia de las buenas prácticas en materia de integridad y cumplimiento, incorporando la vivencia de los valores corporativos como una más de ellas. Entre las actividades que se llevaron a cabo se encuentran el lanzamiento de videos de sensibilización, juegos de dilemas éticos online, cápsulas educativas, infografías con información relevante y entrega de reconocimientos a trabajadores que se destacan día a día por la vivencia de los valores de integridad y transparencia.

En consonancia con lo anterior, este 2021 Grupo Saesa aceptó, una vez más, el desafío de “medir su integridad” aplicando, por quinto año consecutivo, el Barómetro de Valores e Integridad Organizacional (BVIO), que impulsa la 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, sumado a la entrega de la evidencia solicitada, hicieron a Grupo Saesa merecedor de la distinción máxima otorgada, al recibir por tercer año consecutivo, el “Reconocimiento Generación Empresarial al Compromiso con la Integridad 2021”. Esta vez la Sociedad fue la única empresa en ser destacada en la categoría “Trayectoria” entre las 63 empresas y entidades no empresariales que se sometieron a la evaluación. Cabe subrayar, que Grupo Saesa es hoy la única empresa en Chile que ha recibido este reconocimiento durante tres años consecutivos, lo que ha sido catalogado por la propia organización del evento como “todo un logro”. Este galardón reconoce el trabajo sistemático que año tras año Grupo Saesa ha venido realizando para promover y difundir la integridad y las buenas prácticas corporativas al interior de la organización.

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE

DIVERSIDAD EN EL DIRECTORIO

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	-	-	-
Entre 30 y 40 años	1	1	2
Entre 41 y 50 años	1	1	2
Entre 51 y 60 años	2	-	2
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	1	-	1
ANTIGUEDAD (AÑOS)	**HOMBRES**	**MUJERES**	**TOTAL**
Menor a 3 años	1	1	2
Entre 3 y 6 años	-	-	-
Entre 6 y 9 años	1	-	1
Entre 9 y 12 años	3	-	3
Mayor a 12 años	1	1	2
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	-	-	-
ANTIGUEDAD (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	-	14
Entre 30 y 40 años	32	9	41
Entre 41 y 50 años	22	5	27
Entre 51 y 60 años	15	1	16
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	**HOMBRES**	**MUJERES**	**TOTAL**
Menor a 3 años	19	4	23
Entre 3 y 6 años	27	8	35
Entre 6 y 9 años	11	-	11
Entre 9 y 12 años	5	-	5
Mayor a 12 años	22	3	25
NACIONALIDAD	**HOMBRES**	**MUJERES**	**TOTAL**
CHILENA	82	14	96
EXTRANJERA	2	1	3

RESUMEN DIVERSIDAD DEL DIRECTORIO, GERENCIA Y ORGANIZACIÓN

DIVERSIDAD	DIRECTORIO		GERENCIAS		ORGANIZACIÓN		TOTAL		REPRESENTATIVIDAD	
RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 30 años	-	-	-	-	14	-	14	-	13,0%	0,0%
Entre 30 y 40 años	1	1	-	-	32	9	33	10	30,6%	9,3%
Entre 41 y 50 años	1	1	1	-	22	5	24	6	22,2%	5,6%
Entre 51 y 60 años	2	-	-	-	15	1	17	1	15,7%	0,9%
Entre 61 y 70 años	1	-	-	-	1	-	2	-	1,9%	0,0%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	0,9%	0,0%
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	-	-	19	4	20	5	18,5%	4,6%
Entre 3 y 6 años	-	-	1	-	27	8	28	8	25,9%	7,4%
Entre 6 y 9 años	1	-	-	-	11		12	-	11,1%	0,0%
Entre 9 y 12 años	3	-	-	-	5	-	8	-	7,4%	0,0%
Mayor a 12 años	1	1	-	-	22	3	23	4	21,3%	3,7%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	1	-	82	14	86	14	79,6%	13,0%
EXTRANJERA	3	2	-	-	2	1	5	3	4,6%	2,8%
							84,3%	15,7%		
							108			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G.FEMENINO	G.MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativos	109%	100%	-9%
Enc. Unidad	87%	100%	13%
Jefes de Área	125%	100%	-25%
Linieros	N/A	100%	100%
Profesionales	83%	100%	17%
Supervisores	N/A	100%	100%
Técnicos	98%	100%	2%

DIRECTORIO

En el año 2021 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

Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

VICEPRESIDENTE

Jorge Lesser García- Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

DIRECTOR TITULAR

Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

DIRECTOR TITULAR

Waldo Fortín
Abogado
Rut 4.556.889-K
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

DIRECTOR TITULAR

Jonathan Reay
Administrador de Inversiones
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

DIRECTOR TITULAR

Stacey Purcell
Ingeniero Comercial
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

DIRECTOR TITULAR

Christopher Powell
Ingeniero Bachiller
en Ciencias
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

DIRECTOR TITULAR

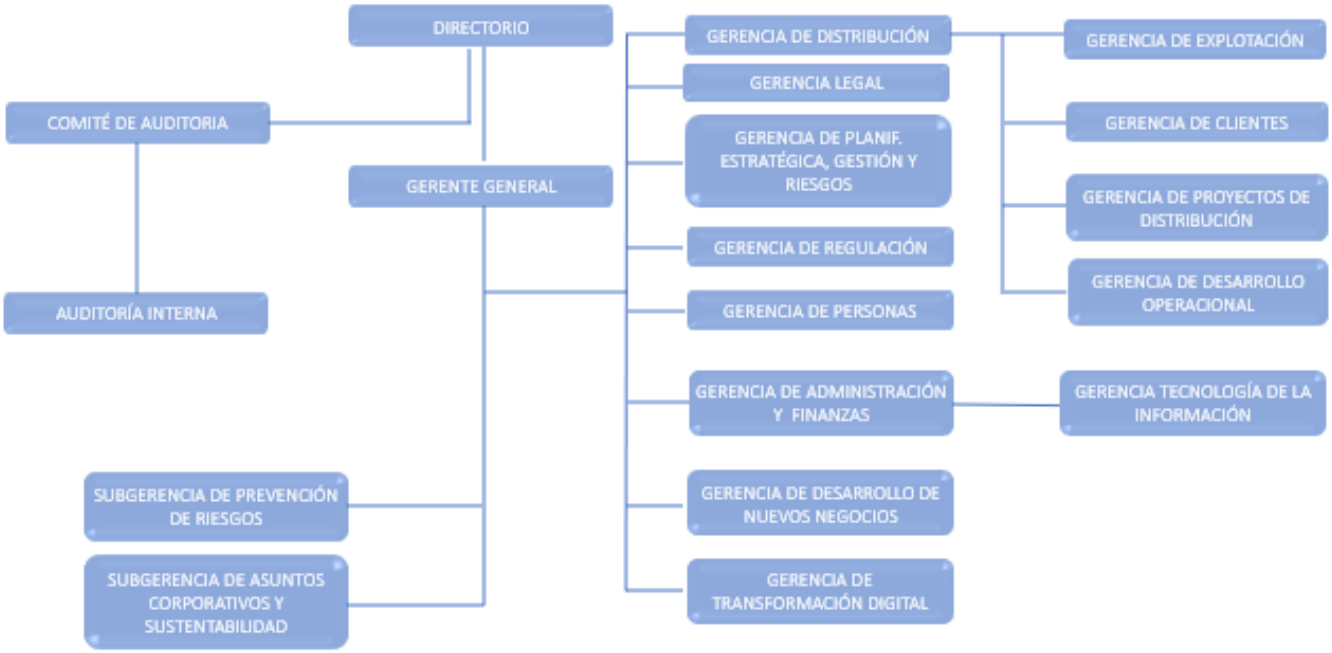
Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

ADMINISTRACIÓN

Gerente General	Francisco Alliende Arriagada / Ingeniero Comercial / RUT 6.379.874-6 Fecha nombramiento 1 de febrero 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 Comercialización	Marcelo Bobadilla Morales / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.151.086-7 Fecha nombramiento 1 de septiembre de 2009
Gerente de Proyectos de Distribución	Paolo Rodríguez Pinochet /Ingeniero Eléctrico / RUT 13.199.851-1 Fecha nombramiento 1 de diciembre de 2018
Gerente de Regulación	Rodrigo Miranda Díaz / Ingeniero Civil Eléctrico / RUT 10.784.472-4 Fecha nombramiento 10 de septiembre de 2012
Gerente de Personas	María Dolores Labbé Daniel / Ingeniero Comercial / RUT 13.117.638-4 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Desarrollo de Negocios	Charles Naylor Del Río / Ingeniero Civil Industrial/RUT 7.667.414-0 Fecha nombramiento 15 de mayo de 2014
Gerente de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos	Marcela Ellwanger Hollstein / Ingeniero Comercial / 12.752.648-6 Fecha nombramiento 10 de diciembre de 2013
Gerente de Transmisión	Marcelo Matus Castro / Ingeniero Eléctrico / RUT 11.364.868-6 Fecha nombramiento 17 de diciembre de 2018
Gerente de Distribución	Leonel Martínez Martínez / Ingeniero Eléctrico / RUT 14.556.330-5 Fecha nombramiento 1 de septiembre 2021
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 de 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 13.757.993-6 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 2021, 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 2021 Edelaysen presentó una notable mejora en los índices de calidad de servicio. Aun cuando el invierno y comienzo de primavera se presentaron particularmente agresivos, con cuatro temporales fuertes y de larga duración, las inversiones y los planes de mantenimiento en la red, junto a una eficiente gestión en tecnología y equipos en terreno, permitieron buenos resultados.

Los parámetros de evaluación de calidad de servicio se refieren al promedio de horas en las que un cliente permanece sin suministro durante un año por causas de responsabilidad de su distribuidora. No considera, por ejemplo, choques a postes o fallas masivas de la empresa transmisora. Con el robusto plan de inversión y mantenimiento que comenzó a ejecutarse el año 2018, el tiempo sin suministro ha disminuido considerablemente a la fecha: Edelaysen se desplazó de 34,4 hrs. en 2017 a 13,9 hrs. en 2021.

El plan de inversión del último año se enfocó en implementar equipos de maniobra automática y comando a distancia en las redes de media y baja tensión. Se busca habilitar una red inteligente y flexible, que disminuya la cantidad de clientes afectados por una interrupción y el tiempo de ésta, mediante transferencia de consumos. En los dos años recientes, Grupo Saesa ha construido y renovado más de 2.000 kilómetros de redes de media tensión y ha realizado el recambio de más de 8.000 transformadores de distribución, con el objetivo de ampliar su capacidad, lo que representa un 15% de estos equipos en la compañía

En la red e Grupo Saesa; que supera los 65.000 kilómetros de extensión; en el año 2010 existían sólo 500 equipos de maniobra automática, equivalente a un 22% del total de equipamiento. Actualmente, la red cuenta con más de 5.600 equipos instalados, lo que aumenta notablemente la confiabilidad y holgura del sistema eléctrico. Adicionalmente se ha robustecido la red incorporando equipos indicadores de fallas, los que ayudan a una más rápida detección y localización de éstas, disminuyendo así los tiempos de interrupción.

Para hacer frente a las fallas que afectan al sistema de transmisión, que dejan sin suministro a las distribuidoras y en consecuencia a los clientes finales, Grupo Saesa implementó generación de respaldo local, que permite restituir el servicio a una comuna afectada. Estos proyectos se han implementado en 46 comunas, en las cuales un corte de suministro que podría haber durado varias horas, no tarda más de 20 minutos en ser solucionado. Solo durante 2021 los sistemas respaldaron 2.728 horas de suministro interrumpido en más de 400 eventos.

Pese al aumento en la cantidad de interrupciones por causa externa en 2021, la flexibilidad operacional en Grupo Saesa se mantiene en un acumulado de 82% en 12 meses. Este indicador representa la cantidad de clientes con suministro repuesto antes de media hora, en fallas que afectan a más de 1.000 clientes.

La búsqueda e implementación de soluciones tecnológicas e innovación que permitan mejorar la calidad de servicio es permanente. En 2021 trabajamos en diversas iniciativas de innovación, como el uso de by pass con cable tipo minero, para usar en desconexiones programadas, permitiendo interconectar sectores y disminuir la cantidad de clientes que deben verse interrumpidos por faenas de mejoramiento o reparaciones.

Asimismo, iniciamos un programa piloto para la construcción de redes soterradas en sectores rurales de alta densidad arbórea. Los árboles siguen siendo la causa principal de interrupciones de suministro y, por lo mismo, estamos revisando la viabilidad constructiva y los resultados operativos de este tipo de proyectos de manera de extenderlos hacia otras zonas.

SUSTENTABILIDAD

SEGUNDO REPORTE DE SUSTENTABILIDAD DEL GRUPO SAESA

Continuando con el compromiso de analizar cada una de las actividades de Grupo Saesa para lograr llevarlas de un modo sustentable, es que nos mantenemos en línea con el desafío de entregar un reporte que dé cuenta de todas y cada una de las iniciativas que la empresa realiza con miras a un futuro mejor para las comunidades, sus trabajadores y el medioambiente.

De este modo, cumpliendo con estándares y parámetros de nivel mundial, durante el año 2021 Grupo Saesa emitió su segundo reporte de sustentabilidad, elaborado bajo la metodología GRI (Global Reporting Initiative).

Diseñado con una estructura amigable y cercana, este documento engloba las cifras en torno al impacto de la empresa en las comunidades donde está inserta, promoviendo nuevamente que la sustentabilidad se integre transversalmente en toda la organización. En él se incluye información sobre actividades, objetivos y resultados en materia social, ambiental y económica.

La estrategia de Grupo Saesa 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

El presente año, trajo consigo un gran salto en materia de programas de vinculación con la comunidad, uniéndose a los ya existentes, este año se implementó Mujeres con Energía, Conecta tu Energía y Barrios con Energía.

El propósito de estos programas es conectar tanto con, las preocupaciones y anhelos de las personas que conforman la comunidad de la cual somos parte, de manera de contribuir de la mejor forma posible, así como aportar con soluciones innovadoras, cercanas y reales que vayan más allá del rol principal que tiene la compañía, que es llegar con energía continua y segura a sus clientes.

Mujeres con Energía, en esta primera versión se reconoció y capacitó a 63 mujeres emprendedoras, desde Ñuble a Aysén, que sacaron adelante sus ideas de negocio pese a las dificultades que ha traído consigo la pandemia.

Las seleccionadas participaron de una Academia de Emprendimiento a cargo del instituto profesional AIEP, donde fortalecieron sus competencias y capacidades. Además, lograron potenciar su crecimiento y acceso a nuevos negocios, ya que adicionalmente, se implementó una vitrina virtual para que puedan difundir su emprendimiento.

Las ganadoras, que fueron escogidas según su desempeño en el curso, obtuvieron un premio de $1.000.000 de libre disposición.

Por su parte, **Conecta tu Energía**, es un programa que apoyo a quienes deben permanecer en salas de espera de centros de salud, a través de la instalación de cargadores gratuitos para celulares. En 2021, se pusieron en servicio,

tres de estos tótems de carga en el Hospital de Puerto Montt y CESFAM de Purranque en la región de Los Lagos, y en el Hospital de Corral, en Los Ríos.

Barrios con Energía, es una iniciativa busca dotar de iluminación espacios públicos que nunca hayan contado con luz o modernizar sistemas ya instalados, para que, de este modo, la comunidad pueda ampliar sus posibilidades de uso, mejorar la seguridad y generar espacios de reencuentro post pandemia. Durante el año 2021, se iniciaron trabajos que buscan renovar la Plaza Fermín Vivaceta en Osorno y el parque Las Lumas en la ciudad de Coyhaique.

En resumen, durante 2021, Grupo Saesa benefició a más de 7 mil personas a través de sus diversas iniciativas:

- Premió a 3 escuelas ganadoras de la competencia de eficiencia energética en el marco del programa **Escuelas con Energía**, donando a los establecimientos sistemas fotovoltaicos y entregando energía a más de 150 niños y profesores.
- Conectó 30 **sedes sociales** a la red eléctrica, dando un nuevo aire a los espacios de encuentro comunitario a más de 3 mil personas.
- Desarrolló actividades de capacitación para más de 100 alumnos estudiantes de electricidad pertenecientes a 3 establecimientos gracias al programa **Liceos Eléctricos.**
- Logró reunir 10 toneladas de pilas en desuso recuperadas para ser acopiadas y trasladadas a un lugar seguro para su disposición final.

Se mantuvo conectada con la comunidad a través del programa Somos Vecinos Radio, llegando con información relevante y útil a un gran número de hogares en los 306 programas realizados en más de 100 emisoras distintas, sumando más de 6.100 minutos al aire.

MEDIOAMBIENTE

Grupo Saesa buscando su permanente amplificación energética ha ido desarrollando y fomentando proyectos vinculados con energías renovables, generando así soluciones eólicas y fotovoltaicas.
Es así como al año 2021 aumentó su capacidad de generación a través de este tipo de energías, superando 1 MW a través de proyectos eólicos y fotovoltaicos. Durante este año, se adjudicó 122.4 kW en soluciones off grid. Estas soluciones generaron un impacto beneficioso en la calidad de vida de 51 familias, fomentando el desarrollo de estas.

Por otro lado, durante el año 2021 Grupo Saesa adjudicó y construyó 507 kWp en proyectos fotovoltaicos “On Grid”, que están relacionados a generación distribuida, lo que representa un incremento 284% respecto al año 2020, entre estos:

- Proyecto On Grid, comuna Purranque, 294 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Los Muermos, 165.2 kW instalados en suelo
- Proyecto On Grid, comuna Osorno, 42,1 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Osorno, 1.5 kW instalados en techo
- Proyecto On Grid, comuna Coyhaique, 5 kW instalados en techo

En la filial Saesa Innova, adjudicamos proyectos fotovoltaicos de autoconsumo para la gran industria (clientes libres), cuyas características y potencias son las siguientes:

- Proyecto de autoconsumo, comuna de Panguipulli, 2.91 MW instalados en suelo y con tracker a 1 eje
- Proyecto de autoconsumo, comuna de Lautaro, 0.91 MW instalados en suelo

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 principios del año 2020, 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 establecer restricciones. Sin perjuicio de aquello, Frontel, Saesa y Edelaysen de todas formas quisieron estar presentes, logrando con sus campañas la recolección de 2.500 (23,9%), 7.210 (68,8%) y 767 (7,3%) kilogramos respectivamente, y superando así las diez toneladas a nivel compañía. Lo anterior representa un aumento de 1000% respecto de la última campaña realizada en el año 2020.

Dentro de otros aspectos de la gestión ambiental responsable de la compañía, durante el año 2021 se gestionaron 44,3 toneladas entre; equipos eléctricos asociados a transformadores, reguladores, computadores y medidores en desuso, los cuales se reparten en las siguientes proporciones; 35.000 Kg (79%) corresponden a transformadores y reguladores; 1.225 Kg (2,8%) a computadores dados de baja y 8.100 Kg (18,2%) a medidores en desuso. Del total de toneladas gestionadas; 37,8% corresponden a FRONTEL, 53,3% a SAESA y 8,9% a EDELAYSEN.

Durante el año 2021, el teletrabajo predominó entre los colaboradores de la compañía, con ello se privilegió la gestión de residuos reciclables a domicilio. En dicho contexto, y considerando que este plan piloto está circunscrito a la ciudad de Osorno, entre enero y diciembre se logró reincorporar a la cadena de valor un total de 8,4 toneladas de residuos reciclables, una cifra que muestra un aumento aproximado de 227% respecto del año anterior. Durante este periodo ingresaron al proceso de economía circular 8.350 Kg de residuos que se distribuyeron de la siguiente forma; papel 164 kg (2%), cartón 2.478 kg (30%), plástico 697 kg (8%), aluminio 179 kg (2%), residuos orgánicos 2.315 kg (28%) y vidrio 2.517 kg (30%).

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2021, 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 64 toneladas de madera (3%), 123 toneladas de cable de aluminio (6%), 115 toneladas de acero galvanizado (5%) y 1.861 toneladas de hormigón (86%).

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 2021 Grupo Saesa reforestó un poco más de 24 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se

distribuyen de la siguiente manera por empresa; SAESA 7,23 hectáreas (30,1%), STS 16,47 hectáreas (68,5%) y SAGESA 0,34 hectáreas (1,4%).

NUESTRAS PERSONAS, VALOR COMPARTIDO

Lo más importante para Grupo Saesa son las personas, a la fecha la dotación asciende a 5.893 colaboradores de los cuales 1.665 pertenecen a las empresas del Grupo y 4.228 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 durante el 2021.

Sin duda la **Flexibilidad**, **Agilidad, Innovación** y **Colaboración,** son comportamientos que se han internalizado y que hoy juegan un rol fundamental. En el segundo año de pandemia se sostuvieron los esfuerzos en un escenario nada fácil ni para la empresa ni para los clientes.

SEGUIMOS CUIDANDO A LOS NUESTRO

Nos ocupamos de entregar las mayores condiciones de seguridad a los trabajadores. Un intransable que adquirió más sentido que nunca en la actualidad, cuando no solo los resguardos físicos y sanitarios fueron necesarios; sino también resguardar la salud mental afectada por el encierro, la sensación de inseguridad permanente y la pérdida de seres queridos o conocidos.

Por segundo año consecutivo el Comité de Crisis tuvo la misión de evaluar la contingencia y necesidades que se presentan en nuestra compañía, para luego ir tomando las decisiones que permitieran seguir adelante en las condiciones más adecuadas. Este comité se asegura de la continuidad de la operación, el resguardo y habilitación de condiciones sanitarias para que los trabajadores que continuaron decididamente en terreno desde el primer día.

Conversaciones, encuestas y estudios permitieron crear programas de apoyo y contención al trabajo en pandemia, tanto presencial y teletrabajo.

Se continuó con el programa de contención este 2021 denominándolo **Recarga tu Energía-Préndete**, cuyo plan de trabajo consistió en acompañar a través de múltiples iniciativas a los trabajadores durante esta pandemia, orientadas hacia toda la compañía y a las áreas críticas, identificadas en función de la exigencia de operación y lugares de desempeño de tareas. Para los colaboradores que han debido mantenerse en las oficinas o en terreno, de cara al cliente, se generaron prácticas y apoyos especiales, que responden a estas necesidades.

Por ejemplo, para el 90% de quienes se desempeñan en atención a clientes, se realizaron talleres especiales con herramientas y mecanismos para manejar sus emociones, en distintos escenarios y roles dada la compleja época que estamos viviendo, es importante la contención emocional y que la compañía contribuya a mantener una calidad de vida con un equilibrio entre lo laboral y lo personal.

Grupo Saesa cuenta con el apoyo profesional permanente de una sicóloga, la que ha entregado asistencia a trabajadores, contratistas y familia. Desde junio de 2020 a la fecha, la profesional ha atendido a 104 personas, incluido niños, con un total de 335 sesiones.

En el caso de los equipos de proyectos de alta intensidad, como por ejemplo quienes llevaron a cabo la implementación del nuevo sistema comercial durante la crisis sanitaria, se pusieron a su disposición talleres, actividades recreativas e incentivos de tiempo libre adicional.

Todo ello levantado mediante encuestas y entrevistas que permitieron identificar las necesidades reales, alertas y recomendaciones para poder hacerse cargo. El sello de cuidar a los trabajadores y a sus familias se ha manifestado a través de declaraciones relativas a la empatía y escucha atenta que como líderes se necesita tener con los equipos.

En este sentido se motivó de manera permanente la conversación y la búsqueda de espacios para dialogar. La definición de una jornada más flexible, la disminución en la extensión y cantidad de reuniones y el respeto por el horario de la jornada laboral, fue una declaración que se difundió ampliamente a través de videos y decálogo de buenas prácticas, los que hoy forman parte de esta nueva forma de trabajar. Fomentando diariamente el respeto por los tiempos personales y familiares.

En esta misma línea se difundió un decálogo de corresponsabilidad parental, con prácticas a incorporar para un mejor uso del tiempo y calidad de vida, que fue creado ante la necesidad de dedicar más y mejor tiempo junto a las familias, lo que sin duda puede ser todo un desafío en términos de organización y tolerancia.

La mantención permanente del horario de verano, finalizando la jornada laboral semanal los viernes a las 14:30 horas, ha sido una de las medidas más agradecidas por el personal. Junto con ello y también en el afán de cuidar la salud de todos y todas, es la asignación de un día libre adicional, para la realización de un examen preventivo de salud y la ejecución de un plan de vacunación gratuito contra la influenza para más de 2.000 colaboradores, contratistas y empleados en las dependencias de la empresa, resguardando la seguridad con protocolos de autocuidado.

SOMOS FORMADORES

- Durante el año 2021, Grupo Saesa dio continuidad al **Plan de Capacitación Corporativa** con la modalidad en cursos online (86%), la aplicación de la tecnología y la medición de los datos redundan directamente en modelos cada vez más personalizados para los colaboradores. De igual forma se continua con la modalidad presencial (14%) para ciertos cursos Técnicos, Roce, Modelo Cortez y Escuela de Linieros.

- Se ejecutaron 103.218 horas, orientadas al desarrollo profesional de los trabajadores, 2.148 colaboradores de empresas contratistas fueron capacitados con un total de 32.114 horas de formación, en cuanto a personal propio 1.482 colaboradores capacitados con 71.104 horas de formación.

- A través del Programa Crece estudiaron 47 colaboradores, cuyo programa de desarrollo contempló 37 mil horas.

- 41 jóvenes egresaron en el año 2021 de la **Escuela de Linieros** N°13 - N°14 y N°15 (Obras y Mantenimiento) efectuando un total de 9.200 horas de formación, lo que consolida a 248 alumnos egresados de las diferentes Escuelas de la Linieros.

- En cuanto a **Responsabilidad social empresarial**, este año se capacitaron 177 personas registrando un total de 8.472 horas en distintos cursos, con una inversión total de MM$48:

Nombre del Curso	Horas de Capacitación	N° Participantes
Aplicación De Técnicas Básicas De Circuitos Eléctricos De Baja Tensión	612	17
Formación De Guardias De Seguridad	720	8
Fundamentos Para La Instalación Eléctrica Domiciliaria	1.260	14
Técnicas De Elaboración De Productos De Pastelería Y Repostería	2.520	63
Técnicas De Operación De Grúa Horquilla	360	15
Técnicas Para La Aplicación De Capacidad Sociolaborales E Inserción Laboral (Precontrato)	3.000	60
Total General	8.472	177

- Con Foco en el cliente se dio curso al Programa “Fidelizando al cliente” y “Lectura y Reparto” donde se han formado 181 colaboradores.

- Por segundo año consecutivo se continúa potenciando a Formadores Internos, se capacitaron 25 nuevos colaboradores como formadores internos quienes a su vez capacitaron en diferentes cursos a 517 personas.

- Se continúa con las Inducciones de Cultura y Seguridad, Foco Crítico; el objetivo de poner en conciencia con diversas metodologías asociadas a la seguridad, foco en el cliente y conocer la Compañía, produciendo de esta forma una aceleración en los procesos adaptativos e incorporación de una conducta segura y alineada a la cultura de seguridad de la Compañía. Personas capacitadas 459.

- En agosto de este año se inició la malla de especialistas cuyo objetivo es permitir potenciar el talento a nivel de especialistas y de este modo asegurar que la Compañía cuente con las capacidades técnicas como de gestión necesarias para el desarrollo actual y futuro del negocio. Participaron 26 colaboradores del área de protecciones de distribuciones, área de control y protecciones, área de ing. de transmisión, área scada, área sistema de transmisión del norte.

- Brigadas de Elite; El objetivo de este programa es aumentar el nivel de competencia de las brigadas de operaciones en temas Técnicos y Blandos, generando un desplazamiento en las brigadas por medio de la mentoría, este año se trabajó con un piloto de 5 mentores y 14 linieros en la Zonal de Bio Bío.

- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa **(SEDR)** continuó esta vez de forma online potenciando la cultura del aprendizaje y la retroalimentación. Este año se incorpora un nuevo estado de evaluación, inicialmente de forma voluntaria. Adicionalmente, las retroalimentaciones se realizaron de forma on-line.

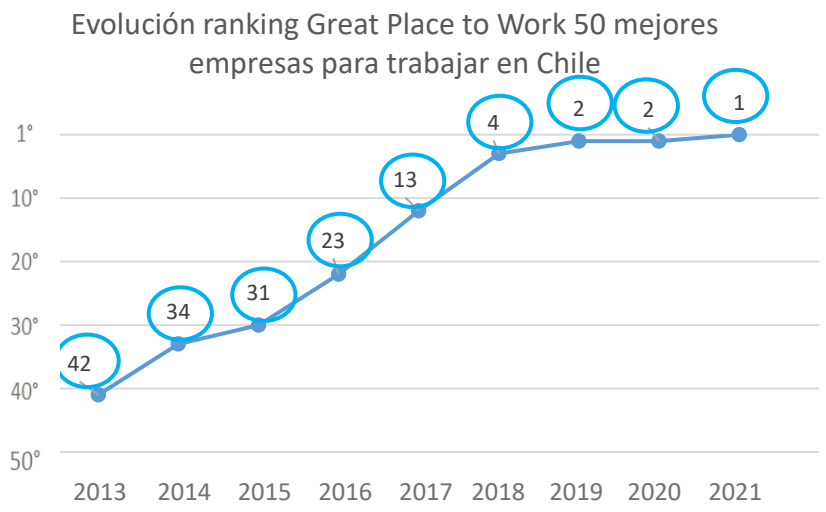
- Se continúo avanzando en la gestión de **diversidad e inclusión,** dando cumplimiento a la ley 21.015 para las empresas Saesa, Frontel, Edelaysen, STS y STN. De acuerdo con el estudio de inclusión laboral realizado por SENADIS (Servicio Nacional de la Discapacidad) en octubre de 2020 la compañía se posiciona en la categoría de Inclusión Laboral Completa, obteniendo un 81% de los parámetros evaluados gracias a la estrategia desarrollada para la contratación de personas en situación de discapacidad.

Por otro lado, y gracias a la vinculación con socios estratégicos, se logró 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 logra ser reconocida como la **primera mejor empresa para trabajar en Chile**, según el ranking **Great Place to Work**. La compañía ha construido una cultura única y diferenciadora **#SOMOSPUROORGULLO**, avanzando notoriamente en su lugar en el ranking desde el 2013 a la fecha.



El 2021 además obtuvimos los siguientes reconocimientos:

- ✓ 5 to Mejor Lugar para hacer prácticas en Chile según FirstJob, Plataforma de Prácticas y Primeros Trabajos
- ✓ 5 to Mejor lugar para trabajar en Chile para Mujeres, GPTW
- ✓ Most Innovative Companies categoría Utilities, en el Ranking Most Innovative Companies 2021.

- El **clima laboral** es uno de los puntos más relevantes dentro del Grupo Saesa, el 2021 la encuesta de clima reflejó que un 92% de los trabajadores se encuentra satisfecho de trabajar en la compañía, siendo el mejor resultado que hemos obtenido.

- Las dimensiones más valoradas son 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

A casi dos años del inicio de la pandemia, Grupo Saesa ha trabajado fuertemente en fortalecer sus comportamientos de flexibilidad, excelencia y compromiso con la seguridad, siendo el 2021 un año de aprendizaje, abordando cada uno de sus procesos técnicos y comerciales, sin perder de vista la seguridad como un “Intransable” en cada tarea emprendida.

Las dificultades enfrentadas en el contexto actual, han permitido innovar en sus procesos y construir diferentes formas de trabajo para el desarrollo exitoso de sus actividades, principalmente las que se encuentran asociadas a las operaciones técnicas y comerciales, la incorporación de procedimientos y protocolos que permitan garantizar la salud de sus colaboradores; Todo lo anterior ha estado siempre en el centro de las decisiones, sin descuidar el mandato prioritario de atención a sus clientes con la mayor dedicación, ofreciendo soluciones oportunas, concretas y de alto valor para sus trabajadores

A raíz de lo anterior, se han impulsado iniciativas, protocolos y acciones en materia de seguridad y salud ocupacional, las que se han materializado en:

- Primera jornada de sensibilización virtual: A través de una emisión en directo vía streaming, se dio lugar a la jornada de seguridad, con el objetivo de sensibilizar a los trabajadores de diferentes ámbitos de la Compañía y Empresas Contratistas, respecto a las consecuencias de sus actos, ya sea en su entorno laboral o familiar, haciendo hincapié en que la Seguridad es un "Intransable". Esta jornada se centró en el foco Vehicular y se contó con la participación de 1.500 dispositivos conectados de manera simultánea, además de alcanzar 8.000 visualizaciones durante el año.

- Programa de Gestión Preventiva: El Método de Aseguramiento para el Control de los Riesgos Operacionales (MACRO) permitió dedicar esfuerzos específicos en materia de prevención de accidentes graves y fatales, pero también dedicados a controlar el avance de la pandemia con el surgimiento del Covid-19, sumando más de 280.000 acciones preventivas anuales en toda la organización, distribuyendo de forma transversal las responsabilidades por unidad de negocio, área y empresa contratista.

- Plan de Retorno Seguro y Flexible: Para un retorno gradual y seguro al trabajo en el marco de la alerta sanitaria ocasionada por el Covid-19, se puso a disposición una guía resumen de las medidas, recomendaciones y acciones de gestión preventiva dirigidas a evitar el contagio de COVID-19 en los lugares de trabajo, estableciendo procedimientos y medidas específicas que permitan brindar protección y tranquilidad a todos los colaboradores de la Compañía.

Durante los últimos años, en el camino a la excelencia en el cuidado de las personas, se ha avanzado de forma significativa, incorporando fuertemente a las empresas contratistas y liderando la seguridad a nivel industria, donde se han implementado un sin número de planes y acciones, siendo la prioridad asegurar el riesgo estratégico para la seguridad de las personas, garantizando un desempeño de alto nivel y un lugar libre de accidentes graves y fatales en la operación de la Compañía.

GESTIÓN COMERCIAL

GESTIÓN DE CLIENTES 2021

El cliente, centro del actuar estratégico de la compañía, continuó incrementándose durante 2021, con la exitosa implementación del sistema SAP para la atención de nuestros usuarios, culminada durante agosto.

Demostrando un espíritu colaborativo y 100% comprometido, se logró cerrar con una impecable salida en vivo de todas las distribuidoras operando bajo este nuevo sistema de atención comercial, que ha permitido tener una mirada 360° hacia el cliente, como nunca antes en la historia de la compañía, permitiendo tener una base necesaria para mejorar la experiencia en la atención. Esta implementación generó cambios importantes en los procesos comerciales de terreno y facturación, aumentando los controles de la operación y así asegurar la calidad de éstos. Para asegurar la continuidad de la solución técnica y la optimización constante de los procesos se generó un Centro de Competencias conformado por los principales líderes del proceso de implementación.

En Satisfacción y Experiencia se registró un alza constante de los indicadores, cerrando muy cercanos a la meta (30,8% 7 51,2% respectivamente), efecto generado por la mejora en la calidad de servicio en las distintas comunas de la zona de concesión y las mejoras de procesos operativos y comerciales de cara al cliente, impulsado por la Planificación Estratégica.

El asegurar una cultura en la compañía basada en los clientes es un pilar fundamental, por eso en el 2021 se lanzó el propósito de Grupo Saesa “Somos energía que conecta y transforma vidas”, y se han generado distintas acciones para lograr poner en el centro de la organización al cliente, basado en esta guía estratégica.

Impulso 1 Planificación Estratégica 2021:

El impulso 1 de la Planificación Estratégica se compone de 10 planes de acción específicos más de 110 tareas y actividades enmarcadas en “Reinventar la relación con el cliente”.

Durante el año 2021 se cerró con un cumplimiento del 98%, donde se abordó y avanzo en las siguientes líneas de trabajo:

Mejorar la Experiencia de los clientes:

<u>Inspira</u>

En el 2021 se logró finalizar la primera fase del programa, implementando las iniciativas con las metodologías agiles y tradicionales a través de la modalidad “piloto”.

Gracias a la formación de distintas tribus de trabajo se logró convocar a más de 50 personas para trabajar en torno al cliente, coordinadas por la oficina de Transformación. Se iniciaron 11 iniciativas de impacto al cliente que avanzaron principalmente en etapa de desarrollo y pilotos.

Tener la información de los clientes y la capacidad de estar conectados con ellos es vital, por lo que se redefine el modelo de mediciones de la compañía, basado en los pilares de la oferta de valor, optimizando la forma de lograr el feedback de los clientes logrando digitalizar estas encuestas.

Junto a lo anterior, se amplió la gestión asociada a este proceso, incorporando la recuperación de clientes a través del "Close The Loop". Se inicio en la zonal de Temuco, donde se abordaron problemáticas técnicas de estos clientes y así revertir una mala experiencia. Se espera expandir al resto de la compañía en el 2022.

Respecto a las capacidades del personal en contacto se realizaron distintas iniciativas para prepararlos, tales como capacitaciones y preparación del Modelo Conductual CORTEZ en los despachos y Contact Center, además de capacitaciones técnicas a través de la Escuela de Experiencia con el fin de entregar herramientas para atender mejor a nuestros clientes.

Hoy el lograr digitalizar las transacciones permite eficientar y acercar la compañía hacia el cliente. Para lograr una experiencia digital, se definió partir por fortalecer las plataformas digitales, en la web se migró a la plataforma de administración de contenidos a Liferay, lo que da robustez y agiliza los desarrollos.

El contacto remoto cada vez es más valorado, por lo que se continuó robusteciendo el canal WhatsApp para consultas de facturación y otros servicios de post venta. Extendiendo el servicio hacia donde el cliente lo necesita, se implementó un sistema de agendamientos de citas a través de video conferencias, llamado internamente como "Booking".

Se sigue avanzando con distintos pilotos que son claves para una comunicación constante con los clientes. En este sentido, se partió con iniciativas de notificaciones, llegando a usuarios finales a través de pilotos asociados al envió de información de Cortes Programados.

En general el proyecto cerró con un cumplimiento del 98% de la planificación 2021. Avance que se alcanza con la ejecución e implementación de pilotos para las distintas iniciativas como las Notificaciones proactivas corte programado, **Notificaciones proactivas de cortes no programados y Especialistas Contact Center, por mencionar algunas**

Giro Exclusivo

Generar y propiciar una experiencia diferenciadora fue todo un desafío, considerando los cambios regulatorios asociados al giro exclusivo, reconversión energética y potenciamiento de soluciones como Netbilling. Se separaron los negocios no regulados, generando nuevos canales de atención con información continua hacia los clientes.

Ley de Servicios Básicos

Este año también estuvo afectado por los impactos de las actualizaciones de la ley de Servicios Básicos, gestionando la deuda de los clientes con el fin de no impactarlos de manera significativa.

Sin duda, el 2021 fue un año relevante respecto a generar capacidades que permitan a la compañía mejorar la experiencia de los clientes, así como orientar a construir el propósito de ser energía que conecta y transforma vidas.

LÍNEA DE TIEMPO

1980 - 1990

1981

La Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., Edelaysen, nace como una filial de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., Endesa.

1983

Edelaysen se transforma en sociedad anónima, con el fin de facilitar la participación del sector privado en la explotación y comercialización de energía eléctrica.

1986

La Corporación de Fomento de la Producción, Corfo, con la colaboración de Edelaysen y de su entonces filial Endesa, inicia la construcción de un complejo de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión.

1988

Corfo transfiere sus instalaciones, junto a otras adquiridas a Endesa, a Edelaysen, a cambio de una mayor participación accionaria. Esto convierte a Corfo en accionista mayoritario de Edelaysen.

1991 - 1999

1998

Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelaysen, licitadas por Corfo, extendiendo sus actividades a 1.500 km, entre la VIII y la XI Región.

2000 - 2004

2000

Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelaysen que habían quedado en poder de Corfo, aumentando así su participación a 91,67% en la propiedad de la Empresa

2001

En noviembre entra en operación la Central Eólica Alto Baguales de 2,0 MVA, que es pionera en Chile en generación de energía eléctrica con viento a escala industrial.

2002

Se amplía la Central Aisén, aumentando su capacidad en 1,4 MW, permitiendo el reemplazo de generación diésel. Además, se continúa con las obras de la Central Lago Atravesado, que iniciaría su operación en mayo de 2003.

2003

Se inicia operación comercial de la Central Lago Atravesado, con una capacidad de 10,5 MW, y además, entra en servicio la central Villa O'Higgins, con una capacidad de 200 kV.

2004

Se introdujeron cambios en la estructura organizacional, creando nuevas gerencias, potenciando el desarrollo de la Compañía y reforzando su presencia regional para estar más cerca de los clientes.

2005 - 2009

2005

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

2006

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

2007

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

2005 - 2009

2008

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

2009

Continúa en desarrollo el agresivo plan de inversiones, orientado a proyectos de transmisión, generación, distribución, nuevos negocios, tecnologías de información y otros, invirtiendo durante el año MM $2.017.

2010 - 2014

2010

Durante el mes de febrero un fuerte terremoto afectó al país por lo que la Sociedad y sus filiales tuvieron que enfrentar un periodo de trabajo intenso y continuo para devolver el suministro eléctrico a los clientes desde Bío Bío hasta Chiloé, con especial dedicación a las zonas más afectadas de las provincias de Arauco y Concepción.
Saesa y sus filiales Luz Osorno y Edelaysen superan los 400 mil clientes. Por otra parte, continúa el ambicioso plan de inversiones que busca principalmente ampliar redes de operación y mejorar diariamente el servicio proporcionado a los clientes.

2011

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

2012

En febrero, Francisco Alliende Arriagada asume como Gerente General.

2013

Se mejoraron los índices de calidad de servicio. Sigue el plan de inversiones.

2014

Se desarrollan proyectos con el fin de satisfacer la demanda y mejorar la confiabilidad del sistema, invirtiendo durante el año MM$3.627-.

2015 - 2019

2015

Proyecto Ampliación del Parque Eólico Alto Baguales: Consistió en la ampliación a 1,8 MW la capacidad instalada del sistema mediano de Aysén, instalando dos aerogeneradores Enercon E-44 de 900 kW y con un diámetro de 44 metros de aspas, más la instalación de 7.000 metros de conductor de media tensión para la trasmisión de la energía generada. La duración de estas obras fue de 9 meses, con una inversión de MM$ 2.700.

2016

Se realizaron inversiones por un monto de MM$ 5.156-.

2017

Se realizaron inversiones por un monto de MM$ 4.440.-

2018

En relación al plan de inversiones, se registró un aumento de 23% respecto del año anterior, alcanzando los MM$5.463.-

2019

En relación al plan de inversiones, se registró un aumento de 107% respecto del año anterior, alcanzando los MM$11.311.-

2020 - 2021

2020

Se realizaron inversiones por un monto de MM$9.814.

2021

Se realizaron inversiones por un monto de MM$14.943.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de Edelaysen 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 en el sur de Chile.

A nivel de Grupo, se pusieron en servicio 50 proyectos de Electrificación Rural, lo que conlleva a la finalización de las obras de distribución e instalaciones interiores de dichos proyectos ubicados en sectores rurales pertenecientes a 28 comunas dentro las regiones del Bío Bío, La Araucanía, Los Ríos y Los Lagos, y se firmaron 47 nuevos proyectos para 25 comunas ubicadas entre las regiones del Bío Bío, Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, actualmente en etapas de ingeniería y permisos.

SECTOR DE LA INDUSTRIA

Edelaysen 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 Edelaysen Osorno alcanza un total de 52 mil clientes atendidos.

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	Regiones de La Araucanía, Los Lagos y Los Ríos	483	2.503
FRONTEL	Regiones del Bío Bío, La Araucanía y Ñuble	385	1.125
EDELAYSEN	Regiones de Los Lagos y Aysén	52	169
LUZ OSORNO	Regiones de Los Lagos y Los Ríos	26	189

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 la filial Edelaysen).

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 trasferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de tarifas (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias 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).

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 la filial EDELAYSEN) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible.

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, 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 de diciembre de 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 observadas y discrepadas 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 es 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 pago 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 de noviembre de 2019, 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 cargo de las generadoras se espera que se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31 de diciembre de 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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

Publicada en el Diario Oficial el 20 de diciembre de 2019, 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, con modificaciones posteriores.**

Publicada en el Diario Oficial con fecha 8de agosto de 2020, 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 hasta el 31 de diciembre de 2021, se prorratearán en 48 cuotas, y no podrán incorporar multas, intereses ni gastos asociados. 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°21.304 del Ministerio de Energía**

Dictada por el Presidente de la República con fecha 31 de diciembre de 2020 y publicado el 12 de enero de 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.

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 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.

.

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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

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

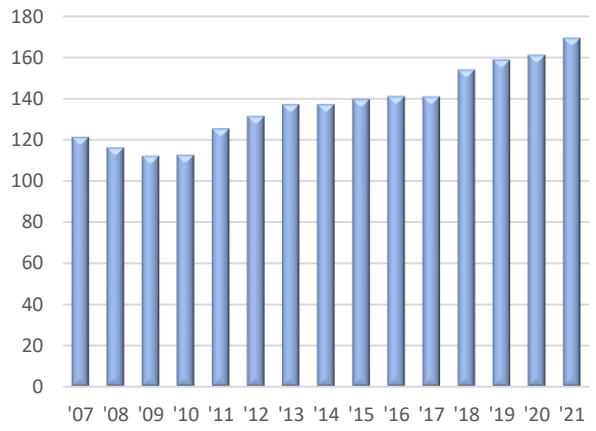
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM $14.943 durante el año 2021, aumentando un 52% las inversiones respecto del año 2020.

Edelaysen representa un 12,69% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

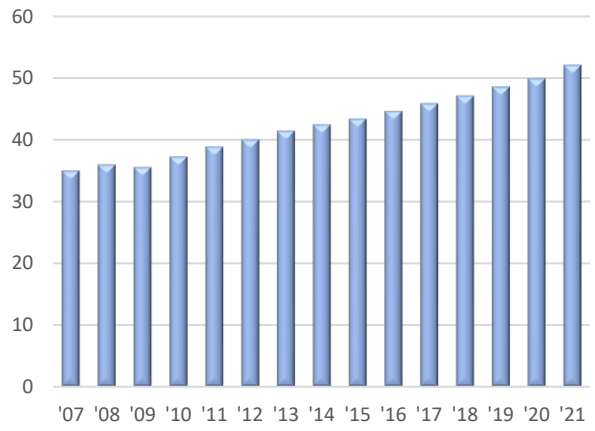
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

- VENTAS DE ENERGÍA en GWh



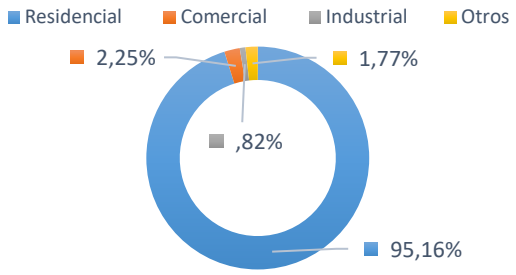
Las ventas de energía durante el 2021 alcanzaron los 169 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS en miles



Edelaysen al cierre del ejercicio 2021 atendía a 52 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 2021, Edelaysen cuenta con 6 decretos con una superficie de 620 km^2.

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

En Edelaysen, empresa principalmente generadora, Copec constituye más del 87,4% de la compra de petróleo.

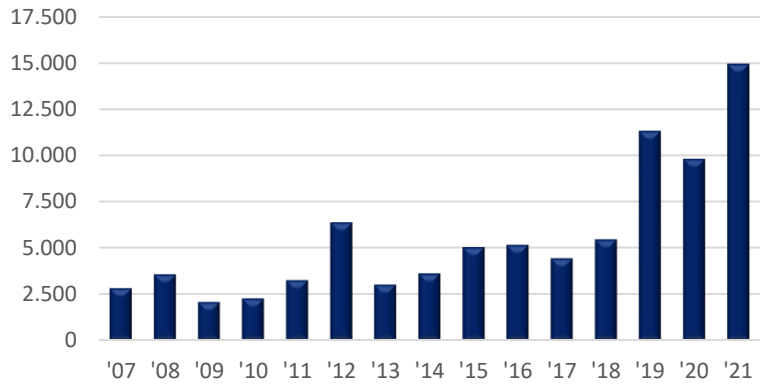
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de Edelaysen.

GENERACIÓN

Sistema	Central	Tipo	Producción de Energía KWh	Energía Generada por Sistema KWh
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - TÉRMICO	TÉRMICA	1.811.666	3.897.650
Puerto Cisnes	NUEVO REINO - HIDRO	HIDRÁULICA	2.085.984	
Huichas	CALETA ANDRADE	TÉRMICA	964.822	964.822
Tapera - Amengua	LA TAPERA	TÉRMICA	527.087	554.416
Tapera - Amengua	AMENGUAL	TÉRMICA	27.329	
Villa O´Higgins	HIELOS DEL SUR	TÉRMICA	564.698	1.194.328
Villa O´Higgins	HIELOS DEL SUR	HIDRÁULICA	629.630	
Palena	FUTALEUFÚ	TÉRMICA	591.773	10.920.734
Palena	PALENA	TÉRMICA	868.056	
Palena	LAGO VERDE	TÉRMICA	9.511	
Palena	PUYUHUAPI	TÉRMICA	81.097	
Palena	LA JUANTA	TÉRMICA	36.821	
Palena	RÍO AZUL	HIDRÁULICA	9.333.476	
Palena	SANTA BÁRBARA	TÉRMICA	3.496.950	3.496.950
Aysén	ALTO BAHUALES	EÓLICA	6.119.414	162.314.390
Aysén	CHACABUCO	TÉRMICA	26.857.987	
Aysén	LAGO ATRAVESADO	HIDRÁULICA	37.708.389	
Aysén	TEHUELCHE	TÉRMICA	46.748.971	
Aysén	PUERTO IBAÑEZ	TÉRMICA	22.038	
Aysén	PUERTO AYSEN	TÉRMICA	1.872.842	
Aysén	PUERTO AYSEN	HIDRÁULICA	35.838.240	
Aysén	MAÑIHUALES	TÉRMICA	82.226	
Aysén	MONREAL	HIDRÁULICA	6.501.211	
Aysén	EL BLANCO	SOLAR	487.335	
Aysén	LOS MAQUIS	HIDRÁULICA	75.737	
General Carrera	Chile Chico	TÉRMICA	6.663.056	14.016.339
General Carrera	El traro	HIDRÁULICA	5.738.370	
General Carrera	El traro	TÉRMICA	1.614.973	

INVERSIONES

Edelaysen 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 Edelaysen para el próximo periodo bordea los MM$ 2.500, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa. La inversión total del año 2021 fue de aproximadamente $14.943 millones.



PROPIEDADES E INSTALACIONES

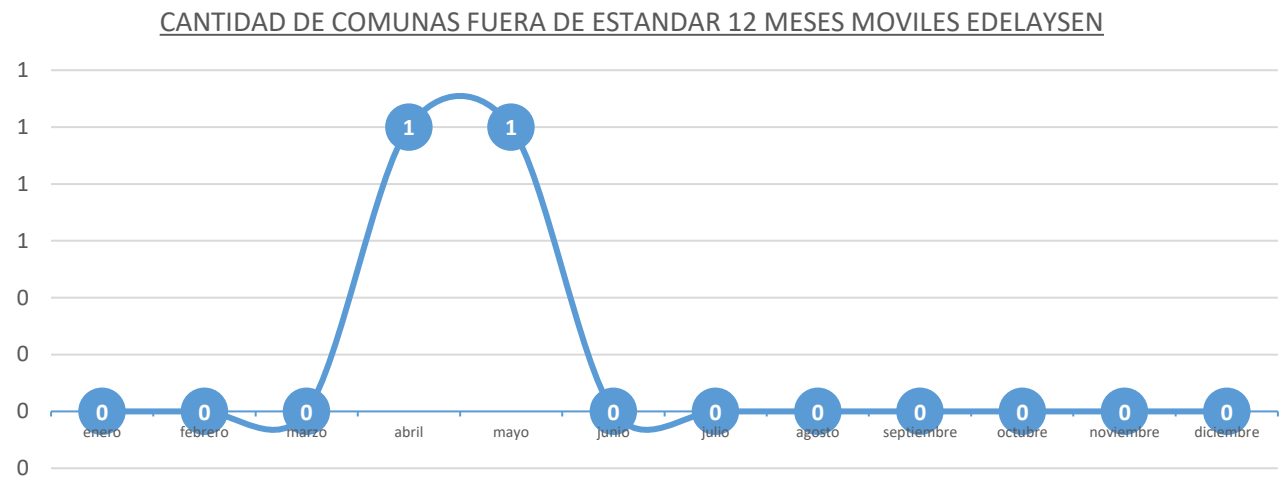
A continuación, se indican las principales propiedades de la Sociedad, de las cuales es titular del dominio y no se encuentran bajo leasing financiero u operativo:

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Edelaysen	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la región de Aysén; Coyhaique, Chacabuco y Aysén.	339 Líneas AT (km) 2.259 Líneas MT (km) 1.099 Líneas BT (km) 55 MVA (MT/BT)
	Central Tehuelche	Coyhaique	15,15 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,5 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la región de Aysén	42,65 MW

CALIDAD DE SERVICIO

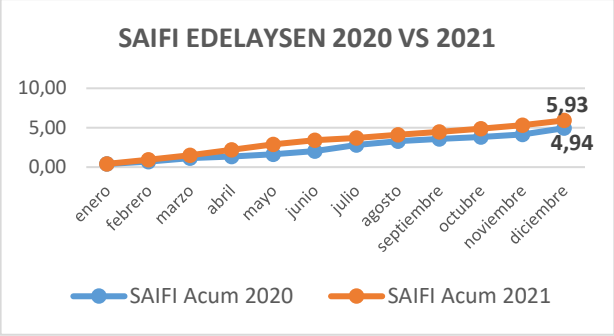
En el año 2021 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

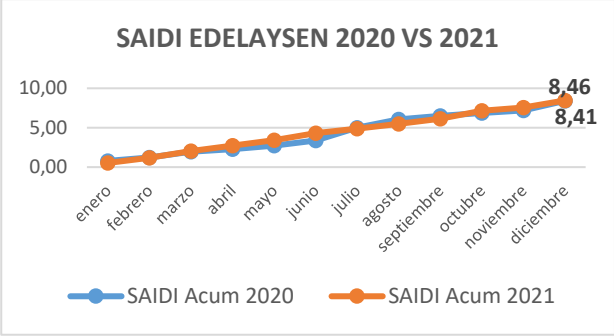
En el gráfico siguiente, correspondiente a Edelaysen, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2021, Edelaysen cubre 10 comunas y que suman 52.000 clientes aproximadamente.



Comparativa 2020 vs 2021 de SAIFI y SAIDI a nivel de empresa Edelaysen considerando la Distribución, es decir, interrupciones Internas + Fuerza Mayor y sin Desconexiones Programadas:

Aumento de SAIFI, de 4.94 a 5.93, es decir, un 20% de alza. Aumento de SAIDI, de 8.41 a 8.46, es decir, un 1% de alza.





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	3.556	1.357
Huichas	811	488
Villa O´Higgins	985	375
Amengual- La Tapera	466	305
TOTAL	**5.818**	**2.525**

FACTORES DE RIESGO

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

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

RIESGO REGULATORIO

El mercado eléctrico es una industria regulada, en donde existen procesos de fijación tarifaria para la distribución 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 tarificado, 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 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

Actualmente la filial Sagesa S.A. está enfocada en la venta de su energía a la filial SGA quien en definitiva comercializa la energía en el mercado spot en el Sistema Eléctrico Nacional. La energía comercializada por SGA., proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

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 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 2022.

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 observadas y discrepadas 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 2021, 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 febrero 2022, el informe técnico de la Comisión Nacional de Energía se conozca en junio 2022, para luego esperar la publicación del decreto respectivo a fines del 2022.

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 1 de enero de 2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 1 de enero de 2022.

Adicionalmente, con fecha 2 de noviembre de 2019, se publicó en el Diario Oficial, Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31 de diciembre de 2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31 de diciembre de 2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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

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

En los últimos años 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 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 contratos resultantes 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 2022/01 (suministro enero 2027 – diciembre 2046), cuya adjudicación está contemplada para junio 2022.

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, el cual no tuvo avances en el congreso durante el año 2021.

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

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

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

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

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

Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuible es aplicable a partir del año 2010, tras acuerdo en sesión de directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N°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 distribuible por el ejercicio 2021 asciende a M$ 2.916.360.-

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la distribución del dividendo Nº40 de $38,80470994 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021. Este dividendo representa un 50% de la utilidad y significa un pago total de M$1.458.180.-

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

CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2021 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, en específico la cuenta de ganancias acumuladas al 31 de diciembre de 2021 se vería reducida en M$ 583.272.-

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°37	26-05-2019	45,21	2018
Final N°38	24-05-2020	44,09	2019
Final N°39	28-05-2021	41,78	2020

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORES

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 33 de la Ley Nº 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, Jonathan 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$)

	2021	2020
Ivan Diaz Molina	1.784	1.720
Jorge Lesser Garcia-Huidobro	1.784	1.720
TOTAL	**3.568**	**3.440**

EJECUTIVOS PRINCIPALES

El equipo gerencial de la Sociedad en 2021 está compuesto por un ejecutivo, al igual que durante el año 2020.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a MM$104 al 31 de diciembre de 2021 y a MM$100 al 31 de diciembre de 2021.

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 2021, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por principales ejecutivos de la sociedad.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2021
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	1
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	49
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	50
TOTAL	**100**

HECHOS RELEVANTES

Renovación Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 30 de abril de 2021, se efectuó la renovación del Directorio de la Sociedad, eligiéndose como integrantes del mismo a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Walker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Christopher Powell y Jonathan Reay.

Distribución de Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 30 de abril de 2021, el Directorio de la sociedad aprobó el pago de un dividendo final de $41,780531310400 por acción para Edelaysen, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020.
Los dividendos señalados, se pagaron a partir del día 28 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 de M$1.570.003.- para Edelaysen.

Elección Presidente y Vicepresidente

En Sesión de Directorio, celebrada con fecha 12 de mayo de 2021, el Directorio de la Sociedad designó director al señor Iván Díaz-Molina en calidad de Presidente del Directorio y de la Sociedad y al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Vicepresidente.

Nuevas Exigencias Legales

En el contexto de las nuevas exigencias legales impuestas por la Ley N°21.194, la cual estableció que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deben tener como giro exclusivo la distribución de energía eléctrica, mediante juntas extraordinarias de accionistas celebradas con fecha 30 de septiembre de 2021, los accionistas de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. aprobaron ciertas operaciones con partes relacionadas destinadas a enajenar ciertos activos inmobiliarios, equipos e inventario a sociedades relacionadas del grupo.

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.

Iván Díaz Molina / 14.655.033-9

PRESIDENTE

Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

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

Jonathan Reay / 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 2021 y 2020
e informe del auditor independiente

Deloitte
Auditores y Consultores Limitada
Rosario Norte 407
Rut: 80.276.200-3
Las Condes, Santiago
Chile
Fono: (56) 227 297 000
Fax: (56) 223 749 177
deloittechile@deloitte.com
www.deloitte.cl

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los señores Accionistas y Directores de
Empresa Eléctrica de 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 2021 y 2020 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

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

Deloitte® se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited una compañía privada limitada por garantía, de Reino Unido, y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente. Por favor, vea en www.deloitte.com/cl/acercade la descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.

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

Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. al 31 de diciembre de 2021 y 2020 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 30, 2022
Santiago, Chile

María Ester Pinto U.
RUT: 10.269.053-2

Estados Financieros Clasificados

Correspondiente a los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

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 2021 y 2020
(En miles de pesos chilenos – M$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2021 M$	31/12/2020 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.747.329	857.850
Otros activos no financieros corrientes	-	291.472	214.937
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	12.587.527	9.267.377
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	936.973	27.827
Inventarios corrientes	9	2.809.369	2.408.585
Activos por impuestos corrientes, corrientes	10	6.580.426	3.126.528
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**24.953.096**	**15.903.104**
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**24.953.096**	**15.903.104**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros no corrientes	-	1.059	1.059
Cuentas por cobrar no corrientes	7	1.502.499	727.660
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	-	14.171.376
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	146.757	146.757
Propiedades, planta y equipo	12	92.654.789	80.656.465
Activos por derecho de uso	13	45.659	52.249
Activos por impuestos diferidos	14	873.103	407.059
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**95.223.866**	**96.162.625**
TOTAL ACTIVOS		**120.176.962**	**112.065.729**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
Al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(En miles de pesos chilenos – M$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2021 M$	31/12/2020 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos corrientes	13	15.342	15.056
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	15	9.234.857	5.630.938
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	3.799.716	2.992.239
Otras provisiones corrientes	17	328.392	406.145
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	4.529	607.311
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	17	554.773	529.237
Otros pasivos no financieros corrientes	18	3.420.359	3.044.709
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**17.357.968**	**13.225.635**
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**17.357.968**	**13.225.635**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos no corrientes	13	25.801	30.838
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	2.100.000	-
Pasivo por impuestos diferidos	14	9.318.578	9.375.351
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17	499.952	546.954
Otros pasivos no financieros no corrientes	18	29.334	31.521
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**11.973.665**	**9.984.664**
TOTAL PASIVOS		**29.331.633**	**23.210.299**
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	19	37.005.894	37.005.894
Ganancias (pérdidas) acumuladas	19	53.204.782	51.163.330
Otras reservas	19	634.653	686.206
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**90.845.329**	**88.855.430**
PATRIMONIO TOTAL		**90.845.329**	**88.855.430**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**120.176.962**	**112.065.729**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(En miles de pesos chilenos – M$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
		M$	M$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	20	27.749.965	26.444.816
Otros ingresos	20	3.751.531	2.305.876
Materias primas y consumibles utilizados	21	(13.713.568)	(9.137.021)
Gastos por beneficios a los empleados	22	(3.210.624)	(2.698.636)
Gasto por depreciación y amortización	23	(3.032.471)	(2.911.838)
Otros gastos, por naturaleza	25	(9.231.247)	(7.191.499)
Otras ganancias (pérdidas)	-	199.579	4.998
Ingresos financieros	26	82.591	245.445
Costos financieros	26	(16.609)	(4.655)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	24	(445.601)	(406.605)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	26	20.288	(4.626)
Resultados por unidades de reajuste	26	282.229	68.316
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		**2.436.063**	**6.714.571**
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	14	480.297	(1.481.226)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**2.916.360**	**5.233.345**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	-	-
Ganancia (pérdida)		**2.916.360**	**5.233.345**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Otros Resultados Integrales
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(En miles de pesos chilenos– M$)

Otros Resultados Integrales	Nota	01/01/2021 31/12/2021 M$	01/01/2020 31/12/2020 M$
Ganancia (pérdida)		**2.916.360**	**5.233.345**
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	17	(70.620)	(9.215)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		**(70.620)**	**(9.215)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(70.620)**	**(9.215)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	14	19.067	2.488
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		**19.067**	**2.488**
Otro resultado integral		**(51.553)**	**(6.727)**
Resultado integral		**2.864.807**	**5.226.618**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(En miles de pesos chilenos – M$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Patrimonio inicial al 01/01/2021	**37.005.894**	**-**	**-**	**(184.967)**	**871.173**	**686.206**	**51.163.330**	**88.855.430**
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2021	**37.005.894**	**-**	**-**	**(184.967)**	**871.173**	**686.206**	**51.163.330**	**88.855.430**
Cambios en el patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	2.916.360	**2.916.360**
Otro resultado integral	-	-	-	(51.553)	-	**(51.553)**	-	**(51.553)**
Total Resultado integral	**-**	**-**	**-**	**(51.553)**	**-**	**(51.553)**	**2.916.360**	**2.864.807**
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(874.908)	**(874.908)**
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	**-**	**-**	**-**	**(51.553)**	**-**	**(51.553)**	**2.041.452**	**1.989.899**
Patrimonio final al 31/12/2021	**37.005.894**	**-**	**-**	**(236.520)**	**871.173**	**634.653**	**53.204.782**	**90.845.329**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(En miles de pesos chilenos– M$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio total
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Patrimonio inicial al 01/01/2020	**37.005.894**	**-**	**-**	**(178.240)**	**871.173**	**692.933**	**47.499.989**	**85.198.816**
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2020	**37.005.894**	**-**	**-**	**(178.240)**	**871.173**	**692.933**	**47.499.989**	**85.198.816**
Cambios en el patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	5.233.345	**5.233.345**
Otro resultado integral	-	-	-	(6.727)	-	**(6.727)**	-	**(6.727)**
Total Resultado integral	**-**	**-**	**-**	**(6.727)**	**-**	**(6.727)**	**5.233.345**	**5.226.618**
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(1.570.004)	**(1.570.004)**
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	**-**	**-**	**-**	**(6.727)**	**-**	**(6.727)**	**3.663.341**	**3.656.614**
Patrimonio final al 31/12/2020	**37.005.894**	**-**	**-**	**(184.967)**	**871.173**	**686.206**	**51.163.330**	**88.855.430**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Flujo de Efectivo Método Directo
Por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
(En miles de pesos chilenos– M$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Nota	31/12/2021 M$	31/12/2020 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		33.631.919	31.748.980
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		593.565	4.062
Otros cobros por actividades de operación		23.131	11.393
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(23.740.564)	(20.905.832)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(3.212.537)	(2.416.119)
Otros pagos por actividades de operación		597	26
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) operaciones		**7.296.111**	**8.442.510**
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(1.528.226)	25.911
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación		**5.767.885**	**8.468.421**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas		(894.670)	(4.042.000)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(19.671.370)	(10.764.932)
Cobros a entidades relacionadas		15.066.045	7.532.316
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		80.017	197.715
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión		**(5.419.978)**	**(7.076.901)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas	6	2.100.000	-
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(16.307)	(24.769)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(1.569.558)	(1.410.574)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(3.101)	(2.937)
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de financiación		**511.034**	**(1.438.280)**
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**858.941**	**(46.760)**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		30.538	(1.466)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		**889.479**	**(48.226)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del período		857.850	906.076
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	**6**	**1.747.329**	**857.850**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio 11
2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas 11
2.1. Principios contables 11
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas 12
2.3. Período cubierto 12
2.4. Bases de preparación 12
2.5. Moneda funcional 12
2.6. Bases de conversión 12
2.7. Compensación de saldos y transacciones 13
2.8. Propiedades, planta y equipo 13
2.9. Activos intangibles 14
2.9.1. Servidumbres y Derechos de Agua 14
2.9.2. Programas informáticos 14
2.9.3. Costos de investigación y desarrollo 15
2.9.4. Deterioro de los activos no financieros 15
2.10. Arrendamientos 17
2.10.1. Sociedad actúa como arrendatario 17
2.10.2. Sociedad actúa como arrendador 17
2.11. Instrumentos financieros 18
2.11.1. Activos financieros 18
2.11.2. Pasivos financieros 19
2.11.3. Derivados y contabilidad de cobertura 20
2.12. Inventarios 20
2.13. Otros pasivos no financieros 21
2.13.1. Ingresos diferidos 21
2.13.2. Subvenciones estatales 21
2.13.3. Obras en construcción para terceros 21
2.14. Provisiones 21
2.15. Beneficios a los empleados 22
2.16. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes 22
2.17. Impuesto a las ganancias 22
2.18. Reconocimiento de ingresos y gastos 23
2.19. Dividendos 24
2.20. Estado de flujos de efectivo 24
2.21. Reclasificaciones 25
2.22. Nuevos pronunciamientos contables 25
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico 25
3.1. Generación eléctrica 25
3.2. Distribución 26
3.3 Marco regulatorio 27
3.3.1 Aspectos generales 27
3.3.2 Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local 27
3.3.3 Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor. 27
3.3.4 Ley de Generación Residencial 27
3.3.5 Norma Técnica de Distribución 28
3.3.6 Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones 28
3.3.7 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica 28
3.3.8 Ley de estabilización transitoria de precios 29
3.3.9 Ley N°21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes 29
3.3.10 Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo 29
3.3.11 Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19 29
3.3.12 Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores 29
4. Política de Gestión de Riesgos 31

4.1. Riesgo financiero 31
4.1.1. Tipo de cambio 31
4.1.2. Variación UF 31
4.1.3. Tasa de interés 32
4.1.4. Riesgo de liquidez 32
4.1.5. Riesgo de crédito 32
4.1.6. Riesgo COVID-19 33
5. Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad 33
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo 35
7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar 36
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas 42
9. Inventarios 45
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes 46
11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía 47
12. Propiedades, Planta y Equipos 48
13. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos 50
14. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos 51
14.1. Impuesto a la renta 51
14.2. Impuestos diferidos 52
15. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar 53
16. Instrumentos financieros por categoría 55
16.1 Valor Justo de instrumentos financieros 56
17. Provisiones 57
17.1. Provisiones corrientes 57
17.1. Otras provisiones corrientes 57
17.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados 58
17.3. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados 58
17.4. Juicios y multas 60
17.4.1 Juicios 60
17.4.2. Multas 61
18. Otros Pasivos no Financieros 61
19. Patrimonio 61
19.1 Patrimonio neto de la sociedad 61
19.1.1 Capital suscrito y pagado 61
19.1.2 Dividendos 61
19.1.3 Otras reservas 62
19.1.4 Ganancias acumuladas 62
19.1.5 Gestión de capital 63
19.1.6 Restricciones a la disposición de fondos 63
20. Ingresos 63
21. Materias Primas y Consumibles Utilizados 65
22. Gastos por Beneficios a los Empleados 65
23. Gasto por Depreciación y Amortización 66
24. Pérdida por deterioro 66
25. Otros Gastos por Naturaleza 67
26. Resultado Financiero 67
27. Medio Ambiente 68
28. Garantías Comprometidas con Terceros 68
29. Cauciones Obtenidas de Terceros 68
30. Moneda Extranjera 69
31. Hechos Posteriores 70

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Empresa Eléctrica de Aisén S.A., (en adelante "Edelaysen" 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

Edelaysen 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.

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

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

Para la Sociedad, como operadora de Sistemas Medianos, no le es obligatorio la exigencia de Giro Exclusivo. Sin embargo, debe llevar las distintas líneas de negocios en un sistema de contabilidad independiente que debe ser informado a la CNE de forma anual.

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 2021 y 2020, 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 (CINIIF).

Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 30 de marzo de 2022.

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 2021 y 2020.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

2.4. Bases de preparación

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

2.5. Moneda funcional

La moneda funcional para la Sociedad se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona. Las transacciones en monedas distintas a las que se realizan en la moneda funcional de la entidad se convierten a la tasa de cambio vigente a la fecha de 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.

2.6. Bases de conversión

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

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

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

Moneda extranjera y reajustable	Nombre abreviado	31/12/2021	31/12/2020
		$	$
Dólar Estadounidense	USD	844,69	710,95
Unidad de Fomento	UF	30.991,74	29.070,33

2.7. Compensación de saldos y transacciones

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

2.8. Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo.

- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M$203.439 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 y a M$240.520 por el año terminado al 31 de diciembre de 2020 (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 las 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 2021 y 2020.

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

Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	40 - 80
Plantas y equipos	
Líneas y redes	30 - 44
Transformadores	44
Medidores	20 - 40
Subestaciones	20 - 60
Sistema de generación	25 - 50
Equipamiento de tecnologías de la información	
Hardware	5
Instalaciones fijas y accesorios	
Muebles y equipos de oficina	10
Vehículos	7
Otros equipos y herramientas	10

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

2.9. Activos intangibles

2.9.1. 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.

2.9.2. Programas informáticos

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

2.9.3. Costos de investigación y desarrollo

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

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

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

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

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados.

2.9.4. 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 y aprobados por la Administración y el Directorio.

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

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

El período de estimación de las proyecciones es de 5 años y se estiman los flujos para los años siguientes utilizando tasas de crecimiento razonables, las que son determinadas de acuerdo con el compromiso histórico de la Sociedad.

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

- Crecimiento de la demanda de energía: la estimación de crecimiento de las ventas de energía se ha calculado sobre la base del comportamiento de las realidades locales y sectoriales para el corto y mediano plazo histórico y en el largo plazo, según la estimación de crecimiento del IMACEC, variable que en períodos largos muestra una relación estructural con el comportamiento de la demanda.

- Precios de compra y venta de energía: Los precios de compra se determinan según los contratos vigentes y su evolución para los próximos años. Los precios de venta de las proyecciones del negocio eléctrico (principalmente distribución y transmisión) se determinan de modo que se obtenga una rentabilidad regulatoria promedio. Así, los ingresos netos (ingresos por venta menos costo de venta y costos fijos) por sobre las inversiones realizadas deben entregar las rentabilidades promedio.

- Inversiones en propiedad Planta y Equipo: Los requerimientos de nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como las exigencias de la autoridad (por ejemplo, inversiones en Norma Técnica) son considerados en esta proyecciones. El Plan de inversiones es actualizado periódicamente con el fin de hacer frente al crecimiento del negocio.

- Costos fijos: los costos fijos se proyectan considerando la base vigente, el crecimiento de las ventas, clientes e inversiones. Tanto en lo relativo a la dotación de personas (considerando ajustes salariales y de IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado.

- Variables Macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio entre otras) que se requieren para proyectar los flujos (tarifas de venta y los costos) se obtienen de informes de terceros.

Al cierre de diciembre de 2021, 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 diciembre 2020). Los flujos se descontaron a una tasa de descuento antes de impuestos de 8,0% (7,5% en 2020), las que recogen el costo de capital del negocio. Tomando en cuenta estos supuestos la Administración no detectó evidencia de deterioro en su UGE.

2.10. Arrendamientos

2.10.1. 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 los 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.

2.10.2. Sociedad actúa como arrendador

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

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

2.11. Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el estado de situación financiera de la Sociedad cuando éste pasa a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable, excepto en el caso de las cuentas por cobrar comerciales que no tienen un componente de financiación significativo y se miden al precio de transacción (Ver nota de ingresos). Los costos de la transacción directamente atribuibles a la adquisición o emisión de activos financieros y pasivos financieros (distintos de los activos financieros y pasivos financieros a valor razonable a través de resultados) se suman o se deducen del valor razonable de los activos financieros o pasivos financieros, según proceda, en el reconocimiento inicial. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos financieros o pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas se reconocen inmediatamente en el estado de resultado integrales.

2.11.1. Activos financieros

Todas las compras o ventas regulares de activos financieros son reconocidas y desreconocidas en base a una fecha comercial. Las compras o ventas regulares son compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro del plazo establecido por la regulación o convención en el mercado.

Todos los activos financieros reconocidos se miden posteriormente en su totalidad, ya sea al costo amortizado o al valor razonable, dependiendo de la clasificación de los activos financieros.

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i. Instrumento de deuda a costo amortizado:

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para recaudar flujos de efectivo contractuales; y

- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente.

ii Instrumento de deuda a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (VRCCORI):

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y

- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe principal pendiente.

iii Valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI):

Por defecto, todos los demás activos financieros se miden posteriormente a valor razonable con cambios en resultados integrales (VRCCRI).

- ☐ La Sociedad puede elegir irrevocablemente presentar cambios posteriores en el valor razonable de una inversión en acciones en otros resultados integrales si se cumplen ciertos criterios; y

- ☐ La Sociedad puede designar irrevocablemente una inversión de deuda que cumpla con los criterios de costo amortizado o VRCCORI medidos en VRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

Los activos financieros se miden después de su adquisición basándose en su clasificación de la siguiente manera:

i. En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de tipo de interés efectivo, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.

ii Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros ingresos integrales se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas por diferencias de tipo de cambio y el deterioro se reconocen en los resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el estado de resultados integrales. En desreconocimiento, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del año.

iii En relación con los activos financieros inicialmente reconocidos a valor razonable con cambios en resultados integrales, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluidos los intereses o los ingresos por dividendos, se reconocen en el resultado del año. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

c) Deterioro de activos financieros

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad ha aplicado el enfoque simplificado de IFRS 9 para medir la perdida esperada de crédito (ECL).

En virtud de este enfoque simplificado, la Sociedad ha determinado una matriz de provisiones basada en las tasas históricas de incumplimiento de sus clientes, ajustadas por estimaciones prospectivas teniendo en cuenta los factores macroeconómicos más relevantes que afectan las recaudaciones y que han mostrado correlación con las recaudaciones en el pasado. Las variables macroeconómicas se revisan periódicamente. La Sociedad identifica como las principales variables macroeconómicas que afectan a las recaudaciones; el producto interno bruto del país y las regiones donde está presente, las tasas de desempleo nacionales y regionales y las variaciones en el poder adquisitivo de los clientes.

Cuando hay información confiable que indica que la contraparte se encuentra en graves dificultades financieras y no hay perspectivas realistas de recuperación, por ejemplo, cuando la contraparte se ha puesto en liquidación o ha iniciado un procedimiento de quiebra, o en el caso de cuentas por cobrar comerciales, cuando los montos se hayan considerado incobrables, se registrará un castigo. Antes del castigo, se han ejecutado todos los medios prudenciales de cobro.

Los deudores comerciales son usuarios de los sistemas de transmisión.

En relación con los préstamos con partes relacionadas, la Administración no ha reconocido una provisión por incobrables, ya que, los préstamos con partes relacionadas se consideran de bajo riesgo crediticio.

2.11.2. Pasivos financieros

a) Clasificación, medición inicial y posterior del pasivo financiero

Los pasivos financieros se clasifican como (i) a costo amortizado o (ii) a valor razonable con cambios en resultados integrales.

La Sociedad mantiene los siguientes pasivos financieros en su estado de cuenta de posición financiera combinada provisional no auditada, clasificados como se describe a continuación:

a) cuentas por pagar comerciales:

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

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras.

Las obligaciones con los bancos y las instituciones financieras se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción.

Posteriormente, se valoran a costo amortizado. Cualquier diferencia entre los fondos obtenidos (neto de los costos necesarios para obtenerlos) y el valor de reembolso se reconoce en el estado de resultados integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.11.3. Derivados y contabilidad de cobertura

Los derivados se contratan para gestionar los riesgos de tipo de cambio, tasas de interés, inflación, etc. a los que la Sociedad puede estar expuesta.

Las transacciones de derivados se supervisan de forma regular y coherente a lo largo de la vida de los contratos para garantizar que no se produzcan desviaciones significativas de los objetivos definidos, de modo que se siga satisfactoriamente la estrategia adoptada por la Administración. La Sociedad ha cumplido los requisitos para la cobertura de flujos de caja de los instrumentos derivados que se hayan suscrito. Además, para cumplir los requisitos establecidos en la norma, se supervisa regularmente la eficacia durante el período de cobertura. La eficacia de las transacciones derivadas se supervisa de forma retrospectiva y prospectiva. Dicha eficacia debe estar dentro de los límites definidos en la NIC 39 (80% - 125%). La parte del valor razonable de los derivados de cobertura que, según la metodología respectiva, resulta ineficaz se registra en el estado de resultados integrales en ingresos financieros o gastos financieros.

a) Clasificación de instrumentos de cobertura – coberturas de flujo de caja

Esta clasificación consiste en designar instrumentos de cobertura para cubrir la exposición a cambios en los flujos de efectivo de un activo, pasivo (como un swap para fijar los pagos de intereses de una deuda a tasa variable), una transacción proyectada muy probable o una proporción de ella, siempre que tales cambios: i) son atribuibles a un riesgo particular; y ii) podrían afectar los resultados futuros.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los instrumentos derivados que se designan y califican como instrumentos de cobertura de flujo de caja es diferida en patrimonio en una reserva de patrimonio denominada “cobertura de flujo de caja”. Los saldos diferidos en patrimonio se reconocen en beneficios o pérdidas en los mismos períodos en los que la partida cubierta afecta el resultado.

Sin embargo, cuando la operación cubierta prevista resulta en el reconocimiento de un activo no financiero o de un pasivo no financiero, las ganancias y pérdidas diferidas previamente en el patrimonio se transfieren desde el patrimonio y se incluyen en la valoración inicial del costo de ese activo o pasivo.

La contabilidad de cobertura se interrumpe cuando la relación de cobertura se cancela, cuando el instrumento de cobertura caduca o se vende, se termina, o se ejerce, o ya no califica para la contabilidad de cobertura. Cualquier resultado diferido en patrimonio en ese momento se mantiene y se reconoce cuando la transacción esperada es finalmente reconocida en resultados. Cuando ya no se espera que se produzca una transacción esperada, el resultado acumulado que se difirió se reconoce inmediatamente en resultados.

2.12. Inventarios

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

2.13. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.13.1. 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.

2.13.2. 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.

2.13.3. 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.

2.14. 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.

2.15. 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 5,5% 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.

2.16. 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.

2.17. Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del año, se define como el impuesto corriente de la Sociedad y es el resultado de la aplicación de la tasa de impuestos en la base imponible del año, más la variación de los activos y pasivos de los impuestos diferidos y los créditos por impuestos, tanto para las pérdidas tributarias acumuladas (en la medida en que sea realizable) como para las diferencias temporales deducibles e imponibles.

Las diferencias entre el importe en libros de los activos y pasivos y sus bases tributarias dan lugar a activos y pasivos por impuestos diferidos, que se miden a las tasas de impuesto en las que se espera se apliquen en el año en que se realiza el activo o se liquida el pasivo.

El impuesto a las ganancias y las variaciones en activos y los pasivos por impuestos diferidos no derivados de combinaciones de negocios se reconocen en resultados o patrimonio neto, dependiendo del origen de la partida registrada subyacente que generó el efecto por impuestos.

Activos por impuestos diferidos y los créditos por impuestos sólo se reconocen cuando se considera probable que haya suficientes beneficios fiscales futuros para recuperar las diferencias temporales deducibles y hacer que los créditos fiscales sean realizables.

Los pasivos por impuestos diferidos son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales tributables y los activos por impuestos diferidos son reconocidos en la medida en que es probable que los beneficios imponibles estén disponibles contra los cuales las diferencias temporales deducibles pueden ser utilizadas. Dichos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial (distinto de una combinación de negocios) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni al beneficio imponible ni al beneficio contable. Además, no se reconoce un pasivo por impuesto diferido si la diferencia temporal surge del reconocimiento inicial de una plusvalía.

La Sociedad se encuentra bajo el "Régimen Parcialmente Integrado", y su tasa del impuesto a la renta de la primera categoría es 27%.

2.18. 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.

2.19. 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.

2.20. 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.

2.21. Reclasificaciones

Para efectos comparativos, se han efectuado ciertas reclasificaciones a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2020.

2.22. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2021:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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
Concesiones de Arrendamientos Relacionadas a COVID-19 más allá del 30 de junio de 2021 (enmiendas a NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de abril de 2021

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023
Enmiendas a NIIF	**Fecha de aplicación obligatoria**
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023
Referencia al Marco Conceptual (enmiendas a NIIF 3)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Propiedad, Planta y Equipo – Ingresos antes del Uso Previsto (enmiendas a NIC 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Contratos Onerosos – Costos para Cumplir un Contrato (enmiendas a NIC 37)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, ciclo 2018-2020 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 9, NIIF 16 y NIC 41)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Revelación de Políticas Contables (enmiendas a NIC 1 y NIIF - Declaración Práctica 2)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023
Definición de Estimaciones Contables (enmiendas a NIC 8)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023
Impuesto Diferido relacionado a Activos y Pasivos que se originan de una Sola Transacción (enmiendas a NIC 12)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023

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”)

En Chile el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica a Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas, la Sociedad), cuya capacidad instalada de generación es inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW, y que atienden consumos en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes.

3.1. Generación eléctrica

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

En los Sistemas 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 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, 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, por cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se basan en las características de una empresa de referencia.

Producto de la ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019, cambia la tasa de descuento de los activos modelados de 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 proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

Todo cliente, tanto regulado como libre, 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 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. Este precio es definido semestralmente, en enero y julio, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio.

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponden a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 correspondientes a los valores de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanecerá como techo hasta el 2025.

Debido a que los contratos de suministro con entrada en operación dentro del período tienen valores inferiores al PEC, los saldos se irán incorporando a medida que el precio promedio de compra sea inferior al PEC. Las empresas generadoras asumen el costo financiero de este mecanismo.

Los cargos de transmisión los calcula la CNE en base al valor de los activos de transmisión y una demanda proyectada.

Finalmente, la tarifa incluye el VAD, que refleja el costo de capital de los activos de distribución de una empresa modelo, los costos variables de administración, mantenimiento y operación eficientes, los costos fijos por facturación y atención de clientes, y las pérdidas eficientes.

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, llamado 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 de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

El 15 de junio del 2016 se aprobó la Ley de Equidad Tarifaria (Ley N°20.928, que 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): Establece 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 es financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

3.3.3 Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor.

La Ley N°21.076 publicada el 27 de febrero de 2018 impone a la empresa distribuidora la obligación de solventar el retiro y reposición del empalme y medidor en caso de inutilización de instalaciones por fuerza mayor, debiendo incorporarse en las fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones.

3.3.4 Ley de Generación Residencial

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

3.3.5 Norma Técnica de Distribución

Con fecha 18 de diciembre de 2017 se publicó la Norma técnica de calidad de servicio en distribución (NTCS-Dx), 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 MEN 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, producto de un rechazo de la opinión pública al cambio del medidor y su costo asociado, el Ministerio de Energía anunció (29/04/2019) que el cambio a la medición inteligente sería voluntario y que lo cobrado hasta la fecha en la tarifa por este concepto sería devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión de la NTCS-Dx fue publicada el 10/12/2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017.

3.3.6 Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones

El 20 de agosto de 2019 se publicó la Ley N°21.172, modificando la Ley General de Telecomunicaciones. En ella, regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas cuando caigan en desuso, estableciendo un tiempo máximo de retiro. En caso que no lo hagan en plazo, el municipio es responsable de ello, sancionando a la empresa propietaria.

3.3.7 Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

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

Los principales cambios propuestos son:

a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

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

c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.

d) Un solo estudio supervisado por un comité especial, integrado por representantes de las distribuidoras, 2 del Ministerio, 2 de CNE, dejando atrás la elaboración de 2 estudios, uno por las empresas y otro por la CNE ponderado los resultados 2/3 CNE y 1/3 empresas.

e) Luego del estudio, la CNE publica un informe técnico preliminar que puede ser observado y discrepado en el Panel de Expertos.

f) Respecto al chequeo de rentabilidad de la industria, la banda cambia del -4% +4%, a una banda de -3% + 2% de la tasa establecida. La vida útil utilizada para el chequeo de rentabilidad es la de la empresa modelo.

g) Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

h) Las empresas concesionarias deberán tener giro exclusivo de distribución de energía eléctrica.

Se encuentra en curso el primer proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución bajo esta nueva Ley, que fijará las tarifas para el período noviembre 2020 – noviembre 2024.

3.3.8 Ley de estabilización transitoria de precios

La ley N°21.185-19 del Ministerio de Energía publicada en el Diario Oficial el 02 de noviembre de 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 30/06/2021. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda cargo de las generadoras se espera que se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31/12/2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

3.3.9 Ley N°21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada el 31/12/2020 y publicado el 12/01/2021 en el Diario Oficial, sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes. Establece la necesidad de asegurarles suministro continuo y el descuento del consumo de los equipos a los que se conecten 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.

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

La Resolución 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 tiene ya implementadas estas exigencias.

3.3.11 Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se 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.

Fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extiende los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y la cantidad de cuotas hasta 48.

3.3.12 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.

d) ***Coordinador Eléctrico Nacional:*** Institución creada en la Ley de Transmisión, quién 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).

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 se generan principalmente por su participación en el negocio eléctrico, tienen un perfil muy estable y de largo plazo. El negocio de distribución tiene una estructura tarifaria que incorpora los costos denominados en los mercados internacionales y locales y los efectos asociados del tipo de cambio o IPC, cuando corresponda.

El Área de Administración y Finanzas de la Sociedad, históricamente ha estado a cargo de identificar y responder a los riesgos financieros a través de medidas de mitigación propuestas a la Administración y/o al respectivo Directorio.

La gestión de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de forma que se mantenga un equilibrio entre los flujos de efectivo de las actividades de explotación y las necesidades de pago de los pasivos financieros. La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2021, efectivo y equivalentes de efectivo por M$1.747.329.

4.1.1. Tipo de cambio

Las transacciones de la Sociedad están denominadas principalmente en pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión de sus activos y pasivos financieros y el impacto potencial de las variaciones en el tipo de cambio. Si el impacto pudiera ser significativo, la Sociedad puede contratar derivados para reducir los efectos de estos impactos en línea con su estrategia de cobertura.

La Sociedad realiza también operaciones en moneda distinta de su moneda funcional y corresponden principalmente a pagos por la compra de materiales o insumos asociados a proyectos del sistema eléctrico que son comercializados en mercados extranjeros, normalmente en dólares estadounidenses. En caso de que estas operaciones, así como operaciones de financiamiento u otros flujos de caja importantes puedan afectar los resultados de la Sociedad, se evalúa la contratación de instrumentos derivados con el fin de realizar la cobertura en algunos de estos casos.

La Sociedad al mantener su moneda funcional peso está expuesta a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual. Adicionalmente, la Sociedad está expuesta a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Para mitigar estos riesgos de tipo de cambio, durante el primer semestre de 2021 la Sociedad ha tomado coberturas de tipo de cambio a través de instrumentos derivados Forwards para mitigar variaciones tanto en sus ingresos como egresos.

4.1.2. Variación UF

Con respecto a los ingresos brutos de la Sociedad, el 65% está denominado en pesos chilenos que están indexados al IPC (local). Las tarifas se establecen teniendo en cuenta, en su caso, los tipos de cambio (es decir, cuando los suministros se adquieren principalmente en una moneda particular) y el IPC en los Estados Unidos o en otros países. Adicionalmente, los efectos de la indexación a la inflación local también se incorporan a la tarifa asociada o, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

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 2021, 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

Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, deuda tradicional, instrumentos de oferta pública y privada y aportes de capital, manteniendo siempre estructuras estables y asegurando la optimización del uso de los productos más adecuados en el mercado.

La Sociedad realiza una administración de caja conjunta con la matriz final Inversiones Grupo Saesa Limitada que a través de sus excedentes, o a través de distintos instrumentos de deuda en el mercado financiero, financia nuevas inversiones en proyectos de transporte del Grupo con préstamos intercompañía y estos son pagados por la filial con los flujos generados por estas inversiones o con financiamiento de terceros, en la medida en que las condiciones son favorables.

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.

Como el cumplimiento de pago de las empresas que utilizan las redes de transmisión es supervisado por el Coordinador Eléctrico Nacional, en caso de falta de pago, el Coordinador puede suspender al operador. En el caso de contratos no regulados, los clientes pagan puntualmente ya que la suspensión de la transmisión afectaría su capacidad de entregar electricidad.

Las inversiones de los excedentes de caja se realizan en instituciones financieras nacionales con muy alta calificación de riesgo de calidad crediticia, con límites establecidos para cada entidad y únicamente en instrumentos de renta fija. En ningún caso se considera o contempla realizar una inversión con el fin de especular en el mercado de capitales nacional o extranjero..

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

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2021 y 2020, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	31.501.496	28.750.692
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (ultimos 12 meses)	771.663	444.572
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	2,45%	1,45%

En valor de la provisión por deuda incobrable en 2021 muestra un monto negativo por el reverso de una provisión realizada en 2020, debido al pago de esta por parte del cliente.

4.1.6. Riesgo COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, el que fue extendido hasta el 31 de diciembre de 2021.

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

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

- Plan de continuidad operacional: se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo con la naturaleza de sus responsabilidades lo puedan hacer. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad se encuentra analizando un plan de retorno flexible y semipresencial para sus trabajadores, el cual estará sujeto a la evolución de la pandemia y las medidas adoptadas por la autoridad sanitaria pertinente.

- 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.

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

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

La preparación de los Estados Financieros requiere el uso de ciertos juicios, estimaciones y supuestos por parte de la Administración que afectan a los montos declarados de ingresos, gastos, activos y pasivos, las revelaciones que los acompañan, y la revelación de pasivos contingentes en la fecha de los estados financieros. Las estimaciones y los supuestos se evalúan continuamente y se basan en la experiencia de la administración y otros factores, incluidas las expectativas de acontecimientos futuros que se consideran razonables en esas circunstancias. La incertidumbre acerca de estos supuestos y estimaciones podría dar lugar a resultados que requieren un ajuste material a los valores libros de los activos o pasivos afectados en períodos futuros.

Los siguientes son los juicios, estimaciones y supuestos significativos utilizados por la Administración en la preparación de estos Estados Financieros:

a) **Vida útil económica de los activos:** La vida útil de los elementos propiedad, planta y equipo que se utilizan para calcular su depreciación, se determina sobre la base de estudios técnicos preparados por especialistas externos e internos. Además, estos estudios se utilizan para nuevas adquisiciones de propiedad, planta y equipos, o cuando existen indicadores de que deben cambiarse las vidas útiles de estos activos.

   Estos cálculos requieren el uso de estimaciones y supuestos tales como el cambio tecnológico y el plazo previsto de disponibilidad operacional de los activos de transmisión. Los cambios en las estimaciones se tienen en cuenta de manera prospectiva.

b) **Deterioro de activos:** La Sociedad revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existe algún indicador de que el valor libro no es recuperable. Si existe tal indicador, se estima el valor recuperable

del activo para determinar la extensión del deterioro. En la evaluación del deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente se agrupan en una Unidad Generadora de Efectivo ("CGU") a la que pertenece el activo. El valor recuperable de estos activos o CGU, se mide como el mayor valor entre su valor razonable (el valor en uso) y su valor libro.

Estas evaluaciones requieren el uso de estimaciones y suposiciones tales como:

- Ingresos por distribución y peaje de transmisión: El valor de los ingresos por distribución y peajes de transmisión (de los Sistemas de Transmisión Regulados y No Regulados de la Sociedad) de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.

- Inversiones en propiedad, planta y equipo: Los requisitos de las nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como los requerimientos regulatorios (ejemplo: Inversión por Norma Técnica) se consideran en estas proyecciones. El Plan de Inversiones se actualiza periódicamente para hacer frente al crecimiento del negocio.

- Costos fijos: Los costos fijos se proyectan teniendo en cuenta la base actual, el crecimiento de las ventas, los clientes y las inversiones. Tanto en relación con la dotación de personal (considerando los ajustes salariales y del IPC chileno), como con otros costos de operación y mantenimiento, y el nivel de inflación proyectado.

- Variables macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio, entre otras) necesarias para proyectar los flujos (tasas de ventas y costos) se obtienen de informes de terceros.

c) **Ingresos y costos operativos:** La Sociedad considera como ingresos, además de los servicios facturados en el año, una estimación de los servicios prestados en espera de facturación al final del año, considerando que la medición se realiza durante el mes de acuerdo con un programa de medición. Además, los costos asociados con tales ingresos se han incluido debidamente como costos de operación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la operación, la estimación de ciertas cantidades del Sistema Eléctrico (entre otras, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten la liquidación entre las diferentes empresas del Sistema por los servicios ya prestados. Estas acumulaciones se invertirán una vez que las liquidaciones finales sean emitidas por el regulador responsable y registradas en el libro mayor.

d) **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.

e) **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 año.

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

e) **Litigios y Contingencias:** El costo final de los reclamos y demandas puede variar debido a estimaciones basadas en diferentes interpretaciones de las regulaciones, opiniones y evaluaciones finales de la cantidad de daños. Por lo tanto, cualquier cambio en las circunstancias podría tener un efecto significativo en el monto de la provisión registrada.

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Efectivo en caja	278.439	158.049
Saldo en bancos	771.663	444.572
Otros instrumentos de renta fija	697.227	255.229
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	**1.747.329**	**857.850**

Los Otros Instrumentos de Renta Fija corresponden a una cartera de instrumentos, tales como, fondos mutuos, con vencimiento inferior a 3 meses desde la fecha de la inversión, que son tomados por la Sociedad 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 y no están sujetos a restricciones.

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

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Clasificación de riesgo	Monto inversión	
						31/12/2021	31/12/2020
						M$	M$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(cl)	697.227	-
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(cl)	-	255.229
Total Otros instrumentos de renta fija						697.227	255.229

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2021	31/12/2020
		M$	M$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	616.724	852.008
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	1.130.605	5.842
Total Detalle por tipo de moneda		**1.747.329**	**857.850**

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 2021 y 2020.

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2020	Flujos de efectivo			Cambios distintos de efectivo				31/12/2021
		Intereses pagados	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Arrendamientos financieros corrientes	15.056	(2.090)	-	-	2.041	891	-	(715)	15.183
Arrendamientos financieros no corrientes	30.838	-	-	(16.307)	-	1.253	9.302	715	25.801
Préstamos en cuenta corriente, corrientes	-	(1.011)	-	-	4.424	-	-	-	3.413
Préstamos en cuenta corriente, no corrientes	-	-	2.100.000	-	-	-	-	-	2.100.000
Totales	45.894	(3.101)	2.100.000	(16.307)	6.465	2.144	9.302	-	2.144.397

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2019	Flujos de efectivo			Cambios distintos de efectivo				31/12/2020
		Intereses pagados	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos	
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Arrendamientos financieros corrientes	22.967	-	-	-	2.560	252	(10.000)	(723)	15.056
Arrendamientos financieros no corrientes	36.944	-	-	(17.706)	-	646	10.231	723	30.838
Totales	59.911	-	-	(17.706)	2.560	898	231	-	45.894

7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2021	31-12-2020	31-12-2021	31-12-2020
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales, bruto	9.380.681	6.891.233	762.593	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	4.185.282	3.347.720	739.906	388.432
Totales	13.565.963	10.238.953	1.502.499	388.432

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2021	31-12-2020	31-12-2021	31-12-2020
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales, neto	8.856.266	6.579.855	762.593	-
Otras cuentas por cobrar, neto	3.731.261	3.026.750	739.906	388.432
Totales	12.587.527	9.606.605	1.502.499	388.432

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2021	31-12-2020	31-12-2021	31-12-2020
	M$	M$	M$	M$
Deudores comerciales	524.415	311.378	-	-
Otras cuentas por cobrar	454.021	320.970	-	-
Totales	978.436	632.348	-	-

b) El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionados al 31 de diciembre 2021 y 2020, es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$	M$	M$
Facturados	**7.039.713**	**5.453.635**	**264.790**	**239.405**
Energía y peajes	3.150.770	2.635.417	-	-
Anticipos para importaciones y proveedores	959.609	712.843	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	208.271	137.199	-	-
Deudores materiales y servicios	336.316	755.403	-	-
No facturas o provisionados	**6.294.956**	**4.449.946**	**762.593**	**-**
Energia y peajes uso de líneas eléctricas	4.094.378	2.159.290	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	52.397	255.437	762.593	-
Otros	24.422	24.422	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	**231.294**	**335.372**	**475.116**	**149.027**
Totales, bruto	**13.565.963**	**10.238.953**	**1.502.499**	**388.432**
Provisión deterioro	(978.436)	(632.348)	-	-
Totales, neto	**12.587.527**	**9.606.605**	**1.502.499**	**388.432**

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$	M$	M$
Convenios de pagos y créditos por energía	490.294	272.630	104.052	73.087
Anticipos para importaciones y proveedores	959.609	712.843	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	248.894	221.326	-	-
Deudores materiales y servicios	336.316	755.433	-	-
Cuenta corriente al personal	231.294	335.372	475.116	149.027
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	709.559	832.644	160.738	166.318
Otros deudores	1.209.316	217.472	-	-
Totales	**4.185.282**	**3.347.720**	**739.906**	**388.432**
Provisión deterioro	(454.021)	(320.970)	-	-
Totales, neto	**3.731.261**	**3.026.750**	**739.906**	**388.432**

a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2021 es de M$14.090.026, y al 31 de diciembre de 2020 es de M$9.995.036.

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 2021 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 52.040 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito.

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	45.643	52%
Comercial	3.993	27%
Industrial	144	9%
Otros	2.260	12%
Total	**52.040**	**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 2021 y 2020, 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	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Con vencimiento menor a tres meses	1.547.627	1.403.062
Con vencimiento entre tres y seis meses	208.299	508.902
Con vencimiento entre seis y doce meses	217.383	185.614
Con vencimiento mayor a doce meses	24.679	11.872
Totales	**1.997.988**	**2.109.450**

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.

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.

La Sociedad ha aplicado el modelo simplificado de pérdida esperada, y para efectos del cálculo se ha considerado la renegociación de los clientes vulnerables que ya la han pedido, según instruido por la autoridad. En el mes de septiembre 2021 se realizó un análisis a la cartera de deudores y se consideró que aquellos clientes (no considerados vulnerables) que antes de la Pandemia mostraban buen comportamiento, no mostrarían problemas para renegociar sus deudas ni tampoco para su pago. Tanto la cartera de clientes vulnerables como la de clientes con buen comportamiento son consideradas en un tramo sin morosidad y con un 90% de recuperabilidad.

d) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la estratificación de la cartera bruta es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

31 de diciembre de 2021:

Tramos de morosidad	31/12/2021					
	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$
Al día	22.407	11.878.350	334	215.714	22.741	12.094.064
Entre 1 y 30 días	7.323	854.757	139	54.467	7.462	909.224
Entre 31 y 60 días	2.895	414.015	78	58.612	2.973	472.627
Entre 61 y 90 días	1.156	179.039	33	7.353	1.189	186.392
Entre 91 y 120 días	779	111.061	48	55.185	827	166.246
Entre 121 y 150 días	622	108.166	19	-	641	108.166
Entre 151 y 180 días	303	30.605	71	19.403	374	50.008
Entre 181 y 210 días	356	93.875	-	-	356	93.875
Entre 211 y 250 días	272	47.936	49	21.793	321	69.729
Más de 250 días	2.792	754.893	271	163.238	3.063	918.131
Total Estratificación de la cartera	**38.905**	**14.472.697**	**1.042**	**595.765**	**39.947**	**15.068.462**

31 de diciembre de 2020:

Tramos de morosidad	31/12/2020					
	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$
Al día	24.913	7.726.648	438	222.264	25.351	7.948.912
Entre 1 y 30 días	8.848	602.615	214	86.390	9.062	689.005
Entre 31 y 60 días	3.167	240.258	83	47.664	3.250	287.922
Entre 61 y 90 días	1.744	427.215	54	29.580	1.798	456.795
Entre 91 y 120 días	639	155.631	33	21.480	672	177.111
Entre 121 y 150 días	259	349.028	-	-	259	349.028
Entre 151 y 180 días	184	53.498	27	14.687	211	68.185
Entre 181 y 210 días	47	30.542	13	5.528	60	36.070
Entre 211 y 250 días	180	68.821	6	3.505	186	72.326
Más de 250 días	553	512.220	83	29.811	636	542.031
Total Estratificación de la cartera	**40.534**	**10.166.477**	**951**	**460.908**	**41.485**	**10.627.385**

e) Al 31 de diciembre 2021 y 2020, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2021		31/12/2020	
	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	2	347	-	-
Documentos por cobrar en cobranza judicial	41	95.726	42	172.922
Total Cartera en protestada y en cobranza judicial	**43**	**96.073**	**42**	**172.922**

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	Corrientes y No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Saldo inicial	**632.348**	**400.106**
Aumentos (disminuciones)	385.564	329.352
Montos castigados	(39.475)	(97.110)
Total movimientos	**346.089**	**232.242**
Saldo final	**978.437**	**632.348**

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 2021 y 2020 es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Provisión cartera no repactada	280.157	280.050
Provisión repactada	122.501	49.302
Castigos del período	(39.475)	(97.110)
Totales	**363.183**	**232.242**

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 2021, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones Serie Única	% Participación
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	35.036.156	93,24%
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	2.516.231	6,70%
Productora y Exportadora H.O.L. Chile Ltda.	7.693	0,02%
Comercial Comtesa S.A.	6.401	0,02%
Empresa Portuaria de Chacabuco	4.986	0,01%
Corvalan Neira Sandra Mónica	1.975	0,01%
Empresa Constructora Cóndor S.A.	1.745	0,00%
Lomas del Sol S. A. C.	1.065	0,00%
Santana Miranda Osvaldo Marcelo	994	0,00%
Vera Zuñiga Nelson	30	0,00%
Contreras Ruiz Pamela del Carmen	2	0,00%
Reyes Dominguez Marisol Gabriela	1	0,00%
Totales	**37.577.393**	**100,00%**

b. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, su matriz Sociedad Austral de Electricidad S.A e Inversiones Eléctricas del Sur S.A., encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros se han cumplido cabalmente.

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No Corrientes	
							31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
							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	-	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	-	15.338	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	3.062	-	-
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
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	9.427	-	-
77.227.565-k	Saesa Innova	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	936.973	-	-	-
Totales							936.973	27.827	-	14.171.376

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	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza relación	Moneda	Corrientes		No Corrientes	
							31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
							M$	M$	M$	M$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	2.979.099	810.197	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	312.058	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	-	-
76.073.164.1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	404.037	52.856	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	130	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	138	130	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente	Menos de 90 días	Matriz	CLP	3.413	-	2.100.000	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	26.695	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	73.292	-	-	-
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logistica	Chile	Recuperación de Gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	984	-	-	-
Totales							3.799.716	2.992.239	2.100.000	-

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

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2021		31/12/2020	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M$	M$	M$	M$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz	Recuperación de Gastos	2.168.902	-	540.570	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz	Dividendo por Pagar	(1.463.829)	-	148.137	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz común	Recuperación de Gastos	26.695	-	860	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Recuperación de Gastos	351.181	-	(1.689)	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Préstamos en cuenta corriente	2.103.413	(4.424)	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz	Recuperación de Gastos	73.292	-	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz	Recuperación de Gastos	(353.039)	-	-	-

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 30 de abril de 2021 se efectuó la renovación del Directorio, eligiéndose como Directores por un período de dos años a los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Jonathan Reay y Christopher Powell.

En sesión celebrada con fecha 12 de mayo de 2021, 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.

Al 31 de diciembre de 2021 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores: Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Jonathan Reay y Christopher Powell.

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	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Iván Díaz-Molina	138	130
Jorge Lesser García-Huidobro	-	130
Totales	**138**	**260**

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

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 83 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2021 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2022.

Los Directores señores Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Jonathan Reay y Christopher Powell renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Edelaysen. 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 2021 y 2020, son las siguientes:

Director	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Iván Díaz-Molina	1.784	1.720
Jorge Lesser García-Huidobro	1.784	1.720
Totales	**3.568**	**3.440**

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$73.549 al 31 de diciembre de 2021 y a M$70.977 al 31 de diciembre de 2020.

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$30.923 al 31 de diciembre de 2021 y M$29.925 al 31 de diciembre de 2020.

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 2021:

Clases de Inventarios	31/12/2021		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M$	M$	M$
Materiales de operación y mantenimiento	1.930.697	1.881.720	48.977
Existencias para vental al detalle de productos y servicios	387.133	387.133	-
Petróleo	540.516	540.516	-
Total Clases de Inventarios	**2.858.346**	**2.809.369**	**48.977**

Al 31 de diciembre de 2020:

Clases de Inventarios	31/12/2020		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M$	M$	M$
Materiales de operación y mantenimiento	1.878.249	1.852.361	25.888
Existencias para vental al detalle de productos y servicios	320.904	312.553	8.351
Petróleo	243.671	243.671	-
Total Clases de Inventarios	**2.442.824**	**2.408.585**	**34.239**

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un abono M$14.738 para el año 2021 y un cargo de M$2.576 para el año 2020.

Movimiento provisión	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Provisión del año	14.738	(2.576)
Aplicaciones a provisión	-	(9.649)
Total Movimiento provisión	**14.738**	**(12.225)**

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	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	12.647.173	7.975.874
Otros gastos, por naturaleza	419.848	320.308
Total Inventarios utilizados durante el período según gasto	**13.067.021**	**8.296.182**

(*) Ver Nota 21.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2021 ascienden a M$3.752.404 (M$820.637 en 2020) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2021 asciende M$589.615 (M$94.917 en 2020).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Impuesto renta por recuperar	941.346	-
IVA crédito fiscal por recuperar, remanente	5.563.656	3.097.900
Crédito sence	19.710	-
Crédito activo fijo	27.086	-
Impuesto por recuperar año anterior	28.628	28.628
Totales	**6.580.426**	**3.126.528**

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Impuesto a la renta	-	604.391
Otros	4.529	2.920
Totales	**4.529**	**607.311**

11. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Total Activos intangibles indentificables, neto	**146.757**	**146.757**
Servidumbres	33.631	33.631
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	4.583	4.583

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Total Activos intangibles indentificables, bruto	**152.692**	**152.692**
Servidumbres	33.631	33.631
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	10.518	10.518

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Total Amortización Activos intangibles identificables	**(5.935)**	**(5.935)**
Software	(5.935)	(5.935)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2021 y 2020, son los siguientes:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2021	33.631	108.543	4.583	-	146.757
Total movimientos	-	-	-	-	-
Saldo final al 31/12/2021	33.631	108.543	4.583	-	146.757

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2020	33.631	108.543	4.633	-	146.807
Gasto por amortización	-	-	(50)	-	(50)
Total movimientos	-	-	(50)	-	(50)
Saldo final al 31/12/2020	33.631	108.543	4.583	-	146.757

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 2021 y 2020

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	**92.654.789**	**80.656.465**
Terrenos	3.623.976	3.600.683
Edificios	4.873.447	4.790.109
Planta y equipo	51.831.909	50.584.305
Equipamiento de tecnologías de la información	83	17.002
Instalaciones fijas y accesorios	156.884	171.215
Vehículos de motor	769.983	632.588
Construcciones en curso	30.486.656	20.002.657
Otras propiedades, planta y equipo	911.851	857.906

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	**128.035.715**	**113.229.771**
Terrenos	3.623.976	3.600.683
Edificios	7.663.741	7.415.476
Planta y equipo	81.457.911	77.775.371
Equipamiento de tecnologías de la información	368.478	375.183
Instalaciones fijas y accesorios	399.250	378.048
Vehículos de motor	1.220.910	1.024.190
Construcciones en curso	30.486.656	20.002.657
Otras propiedades, planta y equipo	2.814.793	2.658.163

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	**(35.380.926)**	**(32.573.306)**
Edificios	(2.790.294)	(2.625.367)
Planta y equipo	(29.626.002)	(27.191.066)
Equipamiento de tecnologías de la información	(368.395)	(358.181)
Instalaciones fijas y accesorios	(242.366)	(206.833)
Vehículos de motor	(450.927)	(391.602)
Otras propiedades, planta y equipo	(1.902.942)	(1.800.257)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2021	**3.600.683**	**4.790.109**	**50.584.305**	**17.002**	**171.215**	**632.588**	**20.002.657**	**857.906**	**80.656.465**
Adiciones	-	-	725.921	-	-	-	14.433.250	-	15.159.171
Traslados (activación obras en curso)	23.293	248.265	3.046.132	7.563	37.181	297.318	(3.840.985)	181.233	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	148.848	-	(15.979)	-	(108.266)	(24.603)	-
Retiros valor bruto	-	-	(238.361)	(14.268)	-	(100.598)	-	-	(353.227)
Retiros y traspasos depreciación acumulada	-	-	81.995	14.268	-	76.107	-	34.287	206.657
Gasto por depreciación	-	(164.927)	(2.516.931)	(24.482)	(35.533)	(135.432)	-	(136.972)	(3.014.277)
Total movimientos	**23.293**	**83.338**	**1.247.604**	**(16.919)**	**(14.331)**	**137.395**	**10.483.999**	**53.945**	**11.998.324**
Saldo final al 31/12/2021	**3.623.976**	**4.873.447**	**51.831.909**	**83**	**156.884**	**769.983**	**30.486.656**	**911.851**	**92.654.789**

Movimientos Propiedades, planta y equipo	Terrenos	Edificios, neto	Planta y equipo, neto	Equipamiento de tecnologías de la información, neto	Instalaciones fijas y accesorios, neto	Vehículos de motor, neto	Construcciones en curso, neto	Otras propiedades, planta y equipo, neto	Totales
	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2020	**3.445.842**	**4.901.346**	**49.373.326**	**59.735**	**158.354**	**227.566**	**15.028.630**	**611.245**	**73.806.044**
Adiciones	-	-	591.721	-	-	-	9.273.600	59.569	9.924.890
Traslados (activación obras en curso)	154.841	43.240	2.896.028	3.678	20.917	500.067	(3.913.613)	294.842	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	352.855	-	27.618	-	(385.960)	5.487	-
Retiros valor bruto	-	-	(1.465.470)	(3.601)	-	(73.939)	-	-	(1.543.010)
Retiros y traspasos depreciación acumulada	-	7.100	1.293.358	3.600	-	58.232	-	970	1.363.260
Gasto 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 31/12/2020	**3.600.683**	**4.790.109**	**50.584.305**	**17.002**	**171.215**	**632.588**	**20.002.657**	**857.906**	**80.656.465**

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

a) La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.

b) La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.

c) El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2021 y 2020 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

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 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2021	**12.325**	**39.924**	**52.249**
Adiciones	-	9.303	9.303
Gasto por amortización	(4.960)	(13.234)	(18.194)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	472	1.829	2.301
Total movimientos	**(4.488)**	**(2.102)**	**(6.590)**
Saldo final al 31/12/2021	**7.837**	**37.822**	**45.659**

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2020	**16.406**	**41.783**	**58.189**
Adiciones	-	10.231	10.231
Gasto por amortización	(4.180)	(12.890)	(17.070)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	99	800	899
Total movimientos	**(4.081)**	**(1.859)**	**(5.940)**
Saldo final al 31/12/2020	**12.325**	**39.924**	**52.249**

b) Pasivos por arrendamiento

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2021					
					Corrientes			No corrientes		
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Total No corrientes
					M$	M$	M$	M$	M$	M$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.473	9.455	11.928	12.428	10.021	22.449
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	961	2.453	3.414	1.636	1.716	3.352
Totales					**3.434**	**11.908**	**15.342**	**14.064**	**11.737**	**25.801**

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2020					
					Corrientes			No corrientes		
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Total No corrientes
					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	24.151
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	944	4.071	5.015	3.335	1.636	6.687
Totales					**3.286**	**11.770**	**15.056**	**11.560**	**10.264**	**30.838**

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultados integral por el período terminado al 31 de diciembre de 2021, se incluye un gasto por M$56.707 (M$60.699 en 2020), 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 2021, 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 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por impuesto a las ganancias	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes	23.453	1.014.793
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	**23.453**	**1.014.793**
Impuestos diferidos		
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(503.750)	466.433
Total Gasto por Impuestos diferidos, neto	**(503.750)**	**466.433**
Total Gasto por impuesto a las ganancias	**(480.297)**	**1.481.226**

Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(19.067)	(2.488)
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	**(19.067)**	**(2.488)**

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 2021 y 2020, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01-01-2021 31-12-2021	01-01-2020 31-12-2020
	M$	M$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**2.436.063**	**6.714.571**
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	**(657.737)**	**(1.812.934)**
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	157.772	85.107
Efecto fiscal de ingreso (gasto) no deducible para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(191.333)	(183.773)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(23.453)	(21.400)
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable por impuestos	1.195.048	451.774
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	**1.138.034**	**331.708**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	**480.297**	**(1.481.226)**
Tasa impositiva efectiva	**-19,72%**	**22,06%**

14.2. Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	28.347	51.490
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	261.425	167.969
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	42.224	39.709
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	13.223	9.244
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	34.080	42.524
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	396.791	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	73.958	73.305
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	7.856	7.619
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	15.199	15.199
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	**873.103**	**407.059**

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	9.317.359	9.353.925
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	-	19.710
Impuestos diferidos relativos a arriendos	1.219	1.716
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	**9.318.578**	**9.375.351**

Diferencias temporarias, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Activos por impuestos diferidos	873.103	407.059
Pasivo por impuestos diferidos	(9.318.578)	(9.375.351)
Total Diferencias temporarias, neto	**(8.445.475)**	**(8.968.292)**

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en el año 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$	M$	M$
Saldo inicial	**407.059**	**365.454**	**9.375.351**	**8.869.802**
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	446.977	39.117	(56.773)	505.549
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	19.067	2.488	-	-
Total movimientos	**466.044**	**41.605**	**(56.773)**	**505.549**
Saldo final	**873.103**	**407.059**	**9.318.578**	**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 2021 y 2020, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Cuentas por pagar comerciales	8.072.493	4.779.914
Otras cuentas por pagar	1.162.364	851.024
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**9.234.857**	**5.630.938**

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Proveedores por compra de energía y peajes	2.316.660	1.178.855
Proveedores por compra de combustible y gas	1.636.647	332.305
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	233.342	380.579
Cuentas por pagar por bienes y servicios	3.885.844	2.888.175
Dividendos por pagar a terceros	61.577	108.440
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	42.841	40.469
Otras cuentas por pagar	1.057.946	702.115
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**9.234.857**	**5.630.938**

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M$	M$	M$	M$
Hasta 30 días	1.962.603	4.318.328	1.791.562	8.072.493
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	**1.962.603**	**4.318.328**	**1.791.562**	**8.072.493**

Proveedores con pago al día	31/12/2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M$	M$	M$	M$
Hasta 30 días	2.603.700	1.390.105	786.109	4.779.914
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	**2.603.700**	**1.390.105**	**786.109**	**4.779.914**

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

El detalle de los principales proveedores de Cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2021	
		M$	%
Cia Petroleo De Chile Cop	76.376.443-5	740.152	9,17%
Obras Especiales Chile S.A	96.637.520-5	395.675	4,90%
Global Hydro Energy Gmbh	76.555.400-4	354.522	4,39%
Ess Tech Inc	78.335.760-7	309.925	3,84%
Finning Chile S.A.	61.704.000-K	120.895	1,50%
Cobra Montajes, Servicios Y Agua Ltda.	65.092.388-K	100.901	1,25%
Vestas Chile Turbinas Eol	76.787.690-4	92.917	1,15%
Mant.Elec. Jose Bahamonde	91.081.000-6	89.363	1,11%
Serv.Elect.Mant.Ind. Fdo.Sommer E.I	76.311.940-8	88.751	1,10%
Esmax Distribución Spa	96.504.980-0	81.852	1,01%
Ingelsur A.T Ltda	96.893.220-9	76.903	0,95%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		2.316.659	28,70%
Otros Proveedores		3.303.978	40,93%
Totales		**8.072.493**	**100,00%**

Razón social proveedores	RUT	31/12/2020	
		M$	%
Finning Chile S.A.	61.704.000-K	1.153.714	24,14%
Ess Tech Inc	78.335.760-7	309.925	6,48%
Cia Petroleo De Chile Cop	76.376.443-5	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**	**100,00%**

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el sistema eléctrico.

16. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2021			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M$	M$	M$	M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.050.102	697.227	-	1.747.329
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	14.090.026	-	-	14.090.026
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	936.973	-	-	936.973
Totales Activos financieros	**16.077.101**	**697.227**	**-**	**16.774.328**

Activos financieros	31/12/2020			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M$	M$	M$	M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	602.621	255.229	-	857.850
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
Totales Activos financieros	**24.796.861**	**255.229**	**-**	**25.052.090**

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2021		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M$	M$	M$
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	41.143	-	41.143
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	9.234.857	-	9.234.857
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	5.899.716	-	5.899.716
Totales Pasivos financieros	**15.175.716**	**-**	**15.175.716**

Pasivos financieros	31/12/2020		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M$	M$	M$
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	45.894	-	45.894
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	5.630.938	-	5.630.938
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	2.992.239	-	2.992.239
Totales Pasivos financieros	**8.669.071**	**-**	**8.669.071**

16.1 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M$	M$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	278.439	278.439
Saldo en bancos	771.663	771.663
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	12.587.527	12.587.527

Pasivos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M$	M$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	41.143	41.143
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	9.234.857	9.234.857

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 de su valor justo.

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 corrientes

17.1. Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Otras provisiones (*)	328.392	406.145
Totales	**328.392**	**406.145**

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2021	406.145	406.145
Provisiones adicionales	81.819	81.819
Provisiones no utilizadas	(114.658)	(114.658)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	613	613
Provisiones utilizadas	(45.527)	(45.527)
Total movimientos	(77.753)	(77.753)
Saldo final al 31/12/2021	328.392	328.392

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2020	288.677	288.677
Provisiones adicionales	85.642	85.642
Provisiones no utilizadas	60.691	60.691
Provisiones utilizadas	(28.865)	(28.865)
Total movimientos	117.468	117.468
Saldo final al 31/12/2020	406.145	406.145

17.2. Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	156.387	147.069
Provisión por beneficios anuales	398.386	382.168
Totales	**554.773**	**529.237**

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2021	**147.069**	**382.168**	**529.237**
Incremento (decremento) en provisiones existentes	9.318	19.319	28.637
Provisiones utilizadas	-	(3.101)	(3.101)
Total movimientos	**9.318**	**16.218**	**25.536**
Saldo final al 31/12/2021	**156.387**	**398.386**	**554.773**

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2020	**143.333**	**414.239**	**557.572**
Incremento (decremento) en provisiones existentes	60.862	304.414	365.276
Provisiones utilizadas	(57.126)	(336.485)	(393.611)
Total movimientos	**3.736**	**(32.071)**	**(28.335)**
Saldo final al 31/12/2020	**147.069**	**382.168**	**529.237**

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 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$
Indemnizaciones por años de servicios	499.952	546.954
Totales	**499.952**	**546.954**

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales M$
Saldo inicial al 01/01/2021	**546.954**
Costo por intereses	37.317
Costo del servicio del ejercicio	56.145
Pagos realizados en el ejercicio	(211.083)
Variación actuarial por cambio de tasa	70.620
Total movimientos	**(47.001)**
Saldo final al 31/12/2021	**499.953**

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales M$
Saldo inicial al 01/01/2020	**467.207**
Costo por intereses	15.188
Costo del servicio del ejercicio	73.466
Pagos realizados en el ejercicio	(18.122)
Variación actuarial por cambio de tasa	9.215
Total movimientos	**79.747**
Saldo final al 31/12/2020	**546.954**

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

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2021 31/12/2021 M$	01/01/2020 31/12/2020 M$
Costo por intereses	37.317	15.188
Costo del servicio del período	56.145	73.466
Bonos antigüedad	37.544	22.236
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	**131.006**	**110.890**
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	70.619	9.215
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	**201.625**	**120.105**

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Tasa de descuento (nominal)	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2021, 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	60.876	(51.417)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial**:**

Al 31 de diciembre de 2021, 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	(48.886)	56.928

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:

Nombre abreviado	Tribunal	N° Rol	Materia	Partes involucradas	Etapa procesal	Cuantía
						M$
EDELAYSEN	Juzgado de Letras y Garantía de Aysén	C-545-2015	Denuncia obra ruidos.	Paredes con EDELAYSEN	Terminada. Avenimiento sin pago	Indeterminado
EDELAYSEN	7° Juzgado Civil de Santiago	C-12102-2015	Indemnización de perjuicios extracontractual . No traslado de Postación.	Constructora San Felipe con EDELAYSEN	Pendiente segunda instancia	2.927.776
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2227-2017	Demanda colectiva por ley del consumidor . Temporales de junio.	SERNAC con EDELAYSEN	Pendiente Casación Corte Suprema	76.916
EDELAYSEN	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-4386-2017	Hacienda Ruta 7 Chaitén	Fisco con EDELAYSEN	Terminada Avenimiento $31.452.845.-	31.453
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo Coyhaique	O-13-2020	Demanda Laboral subsidiaria	Cea José y Otros con Soluciones de Comunicaciones Minería Ltda., Finning y Edelaysen	Pendiente primera instancia	6.589
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo Puerto Aysen	O-4-2020	Demanda Laboral subsidiaria	Andrade y Otros con Soluciones de Comunicaciones Minería Ltda., Finning y Edelaysen	Pendiente primera instancia	5.548
EDELAYSEN	Juzgado del Trabajo de Rancagua	O-57-2019	Demanda Laboral Subsidiaria 20 demandados	Tapia W. con Bufete Industrial Mantención y Otros Edelaysen	Pendiente segunda instancia. Absuelta primera instancia	177.776
EDELAYSEN	Juzgado Letras de Chaitén	C-48-2020	Juicio Sumario Servidumbre	Rodriguez Alonso con Edelaysen	Pendiente primera instancia	70.000
EDELAYSEN	1° Juzgado de Policia Local Osorno	6205-2021	Querella infraccional Ley consumidor	SERNAC con Edelaysen	Pendiente primera instancia	62.297
EDELAYSEN	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1609-2021	Gestión Preparatoria Notif. Judicial de Factura	CHITA SpA con Edelaysen	Pendiente primera instancia	3.881
EDELAYSEN	Corte de Apelaciones de Coyhaique	04-2021	Reclamo de Ilegalidad REX 34861 2.9.21 10 UTM		Pendiente primera instancia	Indeterminado

Al 31 de diciembre de 2021, 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 2.000.

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

17.4.2. Multas

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

Razón social	Nombre abreviado	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M$
Multas pendientes de resolución de años anteriores							
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	12389	17/02/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.834
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	34861	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020	Reclamo de Ilegalidad	542
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	1870/21/74	30/09/2021	DIR. TRABAJO	No vigilar empresa principal el cumplimiento a las empresas contratistas sobre medidas de seguridad.	Acoge parcialmente la reclamación rebaja 20 UTM	1.083

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 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M$	M$	M$	M$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR)	2.504.958	2.392.209	-	-
Otras obras de terceros	915.401	652.500	-	-
Otros pasivos no financieros	-	-	29.334	31.521
Total Otros pasivos no financieros	**3.420.359**	**3.044.709**	**29.334**	**31.521**

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 2021 y 2020 el capital social de la Sociedad asciende 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 30 de abril de 2021 se aprobó el pago de un dividendo final de $41,780531310400 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que significó un pago total de M$1.570.003. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2021.

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.

19.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2021 y 2021 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2021	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Saldo final al 31/12/2021
	M$	M$	M$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	(184.967)	(51.553)	(236.520)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	**686.206**	**(51.553)**	**634.653**

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2020	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Saldo final al 31/12/2020
	M$	M$	M$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, 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 varias por M$871.173, que corresponde a revalorización del capital pagado por el periodo 05 de agosto de 2009 a diciembre de 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros (actual Comisión para el Mercado Financiero).

19.1.4 Ganancias acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

La utilidad distribuible del año 2021, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2021, esto es M$2.916.360.

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2021	**51.163.330**	**-**	**51.163.330**
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	2.916.360	-	2.916.360
Provisión dividendo mínimo del período	(874.908)	-	(874.908)
Total movimientos	**2.041.452**	**-**	**2.041.452**
Saldo final al 31/12/2021	**53.204.782**	**-**	**53.204.782**

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.

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M$	M$	M$
Saldo inicial al 01/01/2020	47.499.989	-	47.499.989
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	5.233.345	-	5.233.345
Provisión dividendo mínimo del período	(1.570.004)	-	(1.570.004)
Total movimientos	3.663.341	-	3.663.341
Saldo final al 31/12/2020	51.163.330	-	51.163.330

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 2021, 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 2021 y 2020, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Venta de Energía	27.301.444	26.066.363
Distribución	25.378.599	23.907.073
Residencial	13.172.424	9.073.684
Comercial	6.874.769	6.283.854
Industrial	2.296.084	2.694.722
Otros	3.035.322	5.854.813
Transmisión	-	-
Generación y Comercialización	1.922.845	2.159.290
Otros ingresos	448.521	378.453
Apoyos	38.052	33.226
Arriendo medidores	52.507	51.289
Cargo por pago fuera de plazo	254.524	212.317
Otros	103.438	81.621
Total Ingresos de actividades ordinarias	27.749.965	26.444.816

Otros ingresos	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.226.253	736.925
Venta de materiales y equipos	488.706	250.504
Arrendamientos	25.082	19.657
Intereses créditos y préstamos	9.206	5.753
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.875.215	1.167.405
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	36.218	41.093
Otros ingresos	90.851	84.539
Total Otros ingresos	**3.751.531**	**2.305.876**

A continuación se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	25.378.599	23.907.073
Generación y comercialización	1.922.845	2.159.290
Otros ingresos	448.521	378.453
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	**27.749.965**	**26.444.816**
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	**-**	**-**
Total Ingresos de actividades ordinarias	**27.749.965**	**26.444.816**

Otros ingresos	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Arrendamientos	25.082	19.657
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	36.218	41.093
Otros Ingresos	90.851	84.539
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	**152.151**	**145.289**
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	488.706	250.504
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	1.875.215	1.167.405
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	**2.363.921**	**1.417.909**
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	1.226.253	736.925
Intereses créditos y préstamos	9.206	5.753
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	**1.235.459**	**742.678**
Total Otros ingresos	**3.751.531**	**2.305.876**

21. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre 2021 y 2020, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Compras de energías y peajes	1.066.395	1.161.147
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	12.647.173	7.975.874
Total Materias primas y consumibles utilizados	**13.713.568**	**9.137.021**

22. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre 2021 y 2020, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Sueldos y salarios	3.068.672	2.480.551
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	415.795	358.691
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	(70.404)	99.914
Activación costo de personal	(203.439)	(240.520)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**3.210.624**	**2.698.636**

23. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	3.014.277	2.894.719
Amortizaciones de Intangibles	-	50
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	18.194	17.069
Total Gasto por depreciación y amortización	**3.032.471**	**2.911.838**

24. Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros por los años terminados el 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	445.601	406.605
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	**445.601**	**406.605**

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. 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 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Operación y mantención sistema eléctrico	1.046.988	2.628.246
Operación vehículos, viajes y viáticos	191.416	167.585
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	17.301	618.518
Provisiones y castigos	32.765	(8.271)
Gastos de administración y otros servicios prestados	4.868.098	1.103.146
Egresos por construcción de obras a terceros	824.773	389.174
Otros gastos por naturaleza	206.253	219.488
Total Otros gastos, por naturaleza	**9.231.247**	**7.191.499**

26. Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M$	M$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	16.943	48.441
Otros ingresos financieros	65.648	197.004
Ingresos financieros	**82.591**	**245.445**
Otros gastos financieros	(16.609)	(4.655)
Costos financieros	**(16.609)**	**(4.655)**
Resultados por unidades de reajuste	**282.229**	**68.316**
Positivas	27.004	8.678
Negativas	(6.716)	(13.304)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	**20.288**	**(4.626)**
Total Resultado financiero	**368.499**	**304.480**

27. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2021 M$	31/12/2020 M$
Evaluación plan de manejo	Inversión	6.114	8.083
Gestión de residuos	Costo	40.314	41.458
Reforestaciones	Costo	3.675	1.925
Otros gastos medioambientales	Costo	-	140
		79.991	51.606

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 2021 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Sociedad que entrega garantía			Activos comprometidos			2021	2022	2023
	Razón social	Nombre abreviado	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total MS	MS	MS	MS
Gobierno Regional de Aysen	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	3.194.301	442.485	1.850.211	901.605
Gobierno Regional de Los Lagos	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	1.526.719	1.015.363	301.038	210.318
Director de Vialidad	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	182.537	55.706	126.831	-
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	43.525	2.971	24.511	16.043
Totales						4.947.082	1.516.525	2.302.591	1.127.966

29. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2021, 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$1.287.367 (M$462.404 en 2020).

30. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M$	M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	616.724	852.008
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	1.130.605	5.842
Otros activos no financieros corrientes	CLP	291.472	214.937
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	12.555.412	9.581.103
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	32.115	25.502
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	936.973	27.827
Inventarios corrientes	CLP	2.809.369	2.408.585
Activos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	6.580.426	3.126.528
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**24.953.096**	**16.242.332**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	23.790.376	16.210.988
	USD	1.130.605	5.842
	UF	32.115	25.502
		24.953.096	**16.242.332**

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M$	M$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	1.059	1.059
Cuentas por cobrar no corrientes	USD	1.347.570	239.405
Cuentas por cobrar no corrientes	UF	154.929	149.027
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	-	14.171.376
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	146.757	146.757
Propiedades, planta y equipo	CLP	92.654.789	80.656.465
Activos por derecho de uso	CLP	45.659	52.249
Activos por impuestos diferidos	CLP	873.103	407.059
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**95.223.866**	**95.823.397**
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	93.721.367	95.434.965
	UF	154.929	149.027
		95.223.866	**95.823.397**
TOTAL ACTIVOS	CLP	117.511.743	111.645.953
	USD	2.478.175	245.247
	UF	187.044	174.529
		120.176.962	**112.065.729**

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M$	M$
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	15.342	15.056
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	9.234.857	5.630.938
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	3.799.578	2.991.980
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	138	259
Otras provisiones corrientes	CLP	328.392	406.145
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	4.529	607.311
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	554.773	529.237
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	3.420.359	3.044.709
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		17.357.968	13.225.635
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	17.357.830	13.225.376
	UF	138	259
		17.357.968	13.225.635

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M$	M$
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	25.801	30.838
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	2.100.000	
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	9.318.578	9.375.351
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	499.952	546.954
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	29.334	31.521
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		11.973.665	9.984.664
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	11.973.665	9.984.664
		11.973.665	9.984.664

TOTAL PASIVOS	CLP	29.331.495	23.210.040
	UF	138	259
		29.331.633	23.210.299

31. Hechos Posteriores

Con fecha 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.423, la cual regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables. Dicha norma tiene por objeto regular el mecanismo de postergación y prorrateo de deudas contraídas por los usuarios según lo establecido en el inciso primero del artículo 1° de la ley N°21.249 durante el período comprendido entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021.

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2022 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 2021

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

Estado de Situación Financiera	dic-21 MM$	dic-20 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Activos corrientes	24.953	15.903	9.050	56,9%
Activos no corrientes	95.224	96.163	(939)	(1,0%)
Total activos	**120.177**	**112.066**	**8.111**	**7,2%**
Pasivos corrientes	17.358	13.226	4.132	31,2%
Pasivos no corrientes	11.974	9.985	1.989	19,9%
Patrimonio	90.845	88.855	1.990	2,2%
Total pasivos y patrimonio	**120.177**	**112.066**	**8.111**	**7,2%**

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM$8.111 respecto de diciembre de 2020, explicado por un aumento en los Activos corrientes de MM$9.050 y una disminución en Activos no corrientes por MM$939.

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$3.320), principalmente por el aumento de reliquidaciones y cobro de diferencias con clientes (MM$ 1.996), cuya forma de cancelación aún deben ser instruidas a través de decretos emitidos por el regulador eléctrico y otros proveedores relacionados con indemnización de seguro por cobrar por siniestro en central por MM$ 1.079.

b) Aumento en Activos por Impuestos corrientes (MM$3.454), 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 negativa de los Activos no corrientes es originada principalmente por:

a) Menor cuenta por cobrar a matriz (Saesa) que en 2021 disminuyó MM$ 14.171.

Lo anterior compensado por:

b) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM$11.998) 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.

c) Aumento en Derechos por cobrar por MM$1.114, principalmente por Deudores Comerciales no corrientes (MM$763), relacionado principalmente con beneficios otorgados a empleados en el largo plazo (MM$ 326) como consecuencia de la nueva negociación colectiva acordada en 2021,

con vigencia por los próximos 3 años y aumento de diferencia de precio (a raíz del congelamiento de tarifas VAD) en distribución por cobrar a clientes finales que serán reliquidados en los próximos períodos según instruya el próximo decreto tarifario que debe emitirse en 2022 (MM$ 423).

2) Pasivos

Los pasivos aumentan en MM$6.121 respecto de diciembre de 2020, explicado por un aumento en los Pasivos corrientes de MM$4.132 y en los Pasivos no corrientes de MM$1.989.

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

a) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM$3.604), por pagos a proveedores que no cumplieron el ciclo de compra y 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$807), principalmente por incremento en cuentas por pagar con STS y matriz Saesa.

c) Aumento en Otros Pasivos no financieros Corrientes (MM 376), los que corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural.

d) Disminución en Pasivo por impuestos corrientes (MM$603), principalmente por menor provisión impuesto renta.

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

a) Aumento en Cuentas por Pagar en Entidades Relacionadas MM$2.100, por préstamos de Inversiones Eléctricas S.A.

3) Patrimonio

Presenta un mayor saldo de MM$1.990, respecto de diciembre de 2020, explicado por el resultado del año (MM$2.916), compensado parcialmente por provisión de dividendos mínimo del periodo (MM$ 875).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-21	dic-20	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,4	1,2	17,1%
	Razón ácida (2)	Veces	1,3	1,0	22,0%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,3	0,3	23,6%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	295,0	2001,5	(85,3%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	59,2%	57,0%	3,9%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	40,8%	43,0%	(5,1%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM$	14.943	9.814	52,3%
	Rotación de inventarios (7)	Veces	5,7	4,2	35,0%
	Permanencia de inventarios (8)	Días	64	86	(25,9%)
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM$	4.900	9.317	(47,4%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	3,2%	6,0%	(46,0%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	2,5%	4,9%	(48,2%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	5,7%	12,1%	(53,1%)
	Utilidad por acción (12)	$	77,6	139,3	(44,3%)

(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.

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-21 MM$	dic-20 MM$	Diferencia MM$	Variación %
Ingresos de explotación	31.501	28.751	2.750	9,6%
Materias primas y consumibles utilizados	(13.714)	(9.137)	(4.577)	50,1%
Margen de contribución	**17.787**	**19.614**	**(1.827)**	**(9,3%)**
Gasto por beneficio a los empleados	(3.211)	(2.699)	(512)	19,0%
Otros gastos por naturaleza	(9.231)	(7.192)	(2.039)	28,4%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(445)	(406)	(39)	9,7%
Resultado bruto de explotación	**4.900**	**9.317**	**(4.417)**	**(47,4%)**
Gasto por depreciación y amortización	(3.032)	(2.912)	(120)	4,1%
Resultado de explotación	**1.868**	**6.405**	**(4.537)**	**(70,8%)**
Resultado financiero	368	304	64	21,0%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	0	0	0	0,0%
Otras ganancias (pérdidas)	200	4	196	4348,2%
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	**2.436**	**6.714**	**(4.278)**	**(63,7%)**
Gasto por impuestos a las ganancias	480	(1.481)	1.961	(132,4%)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	**2.916**	**5.233**	**(2.317)**	**(44,3%)**

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del año anterior en (MM$4.537), lo que se explica por:

a) Menor Margen de contribución de (MM$1.827) por:

- Aumento en el margen de distribución (MM508), principalmente por el aumento de las ventas de energía por MM$979, y la aplicación de indexaciones por variables económicas (IPC nacional, CPI de Estados Unidos y tipo de cambio principalmente), todo por un monto de MM$240 neto. Lo anterior compensado con mayores pérdidas de energía (9,6% en 2020 v/s en 9,41% 2021) por MM$198, otras rebajas tarifarias por MM$343 y mayor compra de potencia por MM$ 177.

- Disminución del Margen de generación (MM$3.066), principalmente por el uso intensivo de la matriz de combustible en la producción de electricidad (menor disponibilidad de agua), sumado al alto costo de la materia prima en el año 2021.

- Aumento de los otros ingresos por naturaleza (MM$1.748), asociado a mayores ingresos por construcciones de obras a terceros (MM$489), mayores ventas de materiales y equipos (MM$238) y un incremento en los ingresos percibidos por ventas al detalle de productos y servicios (MM$708).

b) Mayores otros gastos por naturaleza por MM$2.040, principalmente por el aumento de los costos administrativos en MM$3.765 relacionados principalmente por el reconocimiento de servicios al negocio prestados centralizadamente por la matriz, compensado en parte a los menores gastos de Operación y mantención sistema por MM$1.581, de los cuales MM$ 1.079 corresponden a recuperación de seguro por siniestro en central (ingreso).

c) Mayores gastos por beneficio a los empleados por MM$512, debido a la negociación colectiva llevada a cabo el año 2021, relacionada principalmente con el pago del bono de termino de conflicto por MM$ 332 y la actualización por IPC de las remuneraciones.

2) Resultado financiero

Mayores ingresos financieros principalmente por un mayor resultado por unidades de reajuste por MM$214 (principalmente por la corrección del remanente crédito fiscal comentado en el punto 1.a Activos de este informe), compensado en parte a los menores ingresos financieros percibidos en 2021 por MM$163.

3) Ganancia por impuestos

En 2021 se registra una ganancia por impuesto, debido a diferencias permanentes por la pérdida originada por la corrección monetaria del capital propio, debido al alto IPC registrado en 2021.

4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM$2.916, lo que implicó una disminución de MM$2.317 respecto al año anterior.

III. Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos.

Flujo de Efectivo	dic-21 MM$	dic-20 MM$	Diferencia MM$	Variación %
de la Operación	5.768	8.468	(2.701)	(31,9%)
de la Inversión	(5.420)	(7.077)	1.657	(23,4%)
de Financiación	511	(1.438)	1.949	(135,5%)
Flujo neto del período	**859**	**(47)**	**906**	**(1936,9%)**
Variación en la tasa de cambio	31	(1)	32	(2964,7%)
Incremento (disminución)	**889**	**(48)**	**937**	**(1959,8%)**
Saldo Inicial	858	906	(48)	(5,3%)
Saldo Final	**1.747**	**858**	**889**	**103,6%**

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del ejercicio alcanzó a MM$1.747, siendo MM$889 superior 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 mayores pagos a proveedores por MM$2.825 y un mayor pago de impuestos por MM$1.554, compensado en parte por una mayor recaudación de cuentas MM$1.883.

2) Menor flujo negativo (variación positiva) de efectivo en Actividades de inversión, principalmente por un efecto positivo por menores pagos de préstamos a entidades relacionadas por MM$3.147 y mayores cobros a relacionadas (MM$7.534), compensado en parte por las compras de activo fijo por MM$8.906.

3) Flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de Financiación, principalmente por el efecto de los préstamos entre entidades relacionadas por MM$2.100.

IV. Mercados en que participa.

Edelaysen 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 el último periodo ha tenido crecimientos en las ventas de energía cercanos al 5% y de clientes cercanos al 4%, el número de clientes y las ventas de energía se detallan a continuación:

Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-21	dic-21	Diferencia	Variación %
Residencial	45.643	43.649	1.994	4,6%
Comercial	3.993	3.869	124	3,2%
Industrial	144	146	(2)	(1,4%)
Otros	2.260	2.220	40	1,8%
Total	**52.040**	**49.884**	**2.156**	**4,3%**

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-21	dic-20	Diferencia	Variación %
Residencial	86.548	80.034	6.515	8,1%
Comercial	45.028	43.843	1.185	2,7%
Industrial	19.783	19.699	84	0,4%
Otros	17.773	17.347	426	2,5%
Total	**169.133**	**160.922**	**8.210**	**5,1%**

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 su valor en base a normas de calidad de servicio, derechos y obligaciones, que son necesarias para entregar estos servicios. La CNE busca el óptimo económico, de operación e inversión en cada sistema, cuya tarifa permita la recuperación de la inversión inicial, además de los costos necesarios para operar, mantener y administrar dicho sistema de acuerdo con la normativa vigente, considerando instalaciones y una organización de tamaño eficiente para la prestación de los servicios tarificados. La autoridad puede impulsar cambios en la

Regulación, así como en cada fijación tarifaria que podrían afectar los ingresos actuales de la Sociedad.

A continuación, una descripción de los riesgos regulatorios:

a) Cambio de la regulación

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver Nota N°3 punto 3.3 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) Fijación de tarifas de generación

La fijación de tarifas para los sistemas medianos 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. 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. Las diferencias con respecto a la aplicación de la correcta indexación y la nueva tarifa fijada serán saldadas a medida que el precio promedio de suministro para el agregado de los clientes regulados del país baje respecto al precio estabilizado creado a partir de la publicación de la Ley N° 21.185.

Con fecha 03/09/2020 CNE publicó las bases técnicas preliminares, dando inicio al proceso de valorización y expansión de sistemas medianos, período noviembre 2022 – octubre 2026. A diciembre 2021, las bases técnicas definitivas, luego de consideradas las observaciones de las empresas, están siendo discrepadas en el Panel de Expertos.

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 rigen hasta el 3 de noviembre de 2020.

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, sujeto a observaciones y eventuales discrepancias ante el Panel de Expertos. Los cambios introducidos por la Ley Corta están siendo considerados en el 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 a la publicación del siguiente decreto de tarifas 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 a fines de 2022 con efecto retroactivo al 4 de noviembre de 2020.

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

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

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

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

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. Debido a que Edelaysen está integrada verticalmente, podrá seguir realizando negocios distintos de la Distribución, pero tendrá que informar en forma separada a la Autoridad regulatoria los ingresos y costos que están relacionados con Distribución de los otros ingresos y costos.

2) Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la Ley, se 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.

Fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extiende los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y la cantidad de cuotas hasta 48.

El 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia. Esta ley establece que la deuda generada entre marzo 2020 y diciembre 2021 se cobra en 48 cuotas sin multas ni intereses. Para aquellos clientes residenciales de menos de 250 kWh de consumo al mes, y para diversos grupos de clientes vulnerables, la cuota no puede superar el 15% de su facturación promedio. La cuota, además, es financiada por un subido del gobierno. Aquella parte de la deuda que no alcance a ser pagada en 48 cuotas se extinguirá.

3) Riesgo COVID-19

El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud caracterizó el brote de una cepa del nuevo coronavirus ("COVID-19") como una pandemia que ha resultado en una serie de medidas de salud pública y emergencia que se han puesto en marcha para combatir la propagación del virus. Hasta la fecha, las autoridades y sus instituciones han estado tomando una serie de medidas para mitigar los efectos de esta pandemia, tanto desde el punto de vista sanitario, así como los efectos que puede ocasionar en la economía del país, por lo anterior, el 18 de marzo de 2020 fue decretado el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, el que fue extendido hasta el 31 de diciembre de 2021.

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.

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

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

Al 31 de diciembre, el principal efecto en el Estado de Resultados Integrales de la Sociedad tiene relación con la morosidad de los clientes qué se mantiene similar al 2020, pero muy superior (3,6 veces) a los niveles registrados para el mismo período del 2019 (año prepandemia).