



Reporte Anual 2021

Índice

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	5
ANTECEDENTES RELEVANTES	7
ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	14
ADMINISTRACIÓN	18
MARCHA DE LA EMPRESA	20
ELECTRIFICACIÓN RURAL	29
PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)	29
LÍNEA DE TIEMPO	32
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	35
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	44
FACTORES DE RIESGO	51
GESTIÓN FINANCIERA	56
HECHOS RELEVANTES	59
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	66
ESTADOS FINANCIEROS	67

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

El año 2021 fue un año de reinención 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 Edelayen 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 reestructuración 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 siguientes 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.

IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Sociedad Austral de Electricidad S.A.

Nombre de Fantasía

Saesa

Rol Único Tributario

76.073.162-5

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621, Piso 3, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7010

Fax

+56 22 414 7009

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web

www.gruposoesa.cl

Atención Inversionistas Fonos

+56 64 238 5400

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Valores

Nº1.072

Fecha Inscripción Registro de Valores

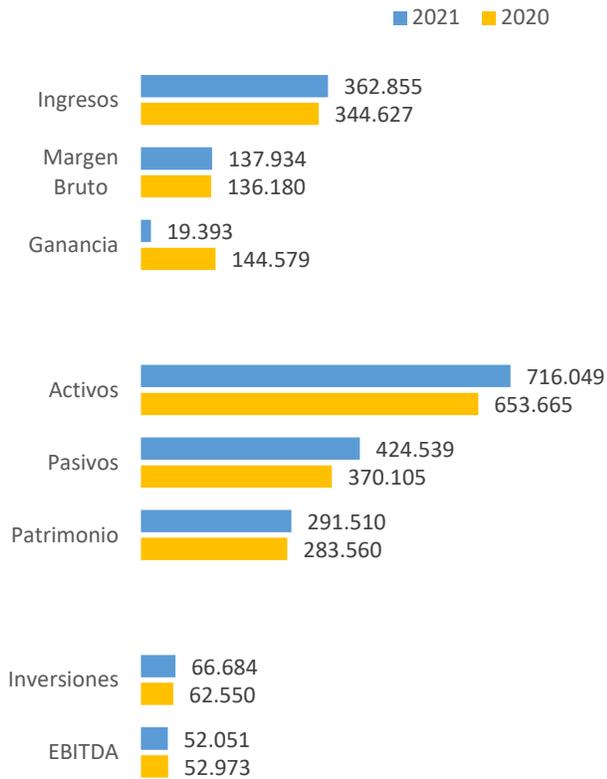
19/05/2011

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

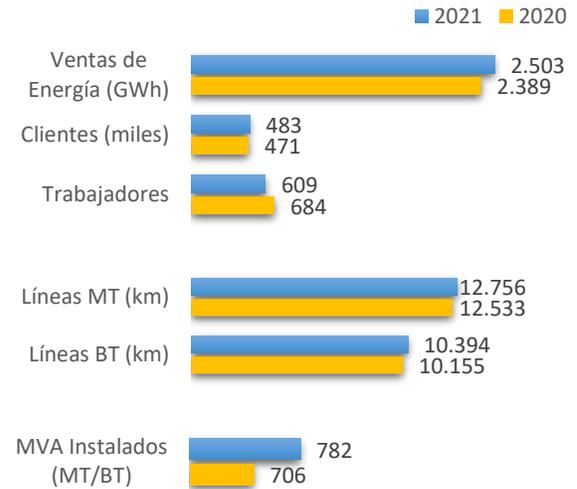
Constituida por escritura pública de fecha 05 de agosto de 2009, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. Extracto inscrito a fojas 45.007 Nº31.134 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente al año 2009.

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS CONSOLIDADOS



ANTECEDENTES OPERACIONALES INDIVIDUALES

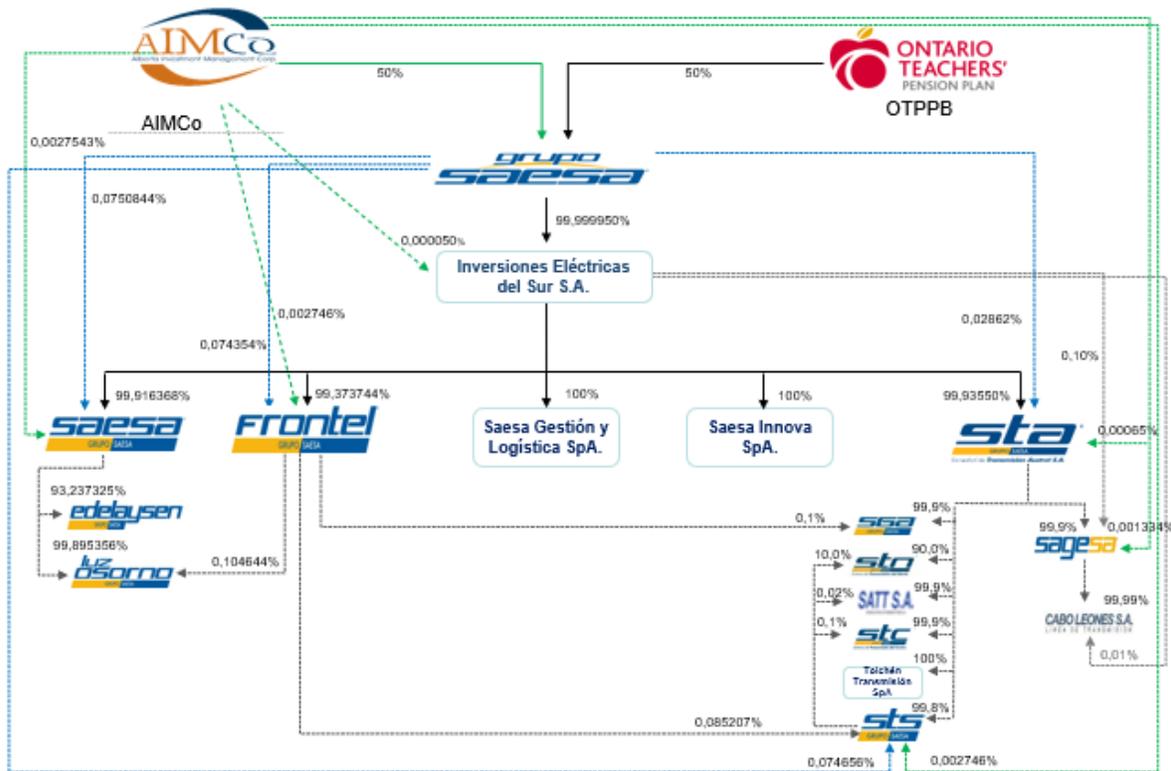


CLASIFICACIÓN DE RIESGO

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

ESTRUCTURA DE LA PROPIEDAD

Al 31 de diciembre de 2021 la estructura de la propiedad es la siguiente:



PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2021, el número de accionistas de Saesa alcanzaba los 149, siendo los 12 mayores los siguientes:

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

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

ACUERDOS CONJUNTOS

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

GOBIERNO CORPORATIVO

Al Directorio de la Sociedad le corresponde la administración de ésta y su representación judicial y extrajudicial, teniendo todos los deberes y atribuciones a él conferidos por la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas y su Reglamento. El Directorio de la Sociedad se reúne en forma ordinaria mensualmente con la finalidad de tratar los diversos temas propios de su competencia, ocasión en la que además son informados por el Gerente General sobre la marcha de la Sociedad. El Directorio también se reúne extraordinariamente en aquellos casos que ello resulte conveniente y/o necesario. Lo anterior, sin perjuicio del derecho de los Directores de ser informados en cualquier tiempo de todo lo relacionado con la marcha de la Sociedad. La remuneración del Directorio es fijada anualmente por la Junta Ordinaria de Accionistas.

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

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

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

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

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

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y POLÍTICA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes 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	2	-	2
Entre 41 y 50 años	13	5	18
Entre 51 y 60 años	12	-	12
Entre 61 y 70 años	3	-	3
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	4	-	4
Entre 3 y 6 años	2	1	3
Entre 6 y 9 años	4	-	4
Entre 9 y 12 años	3	-	3
Mayor a 12 años	17	4	21
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	29	5	34
EXTRANJERA	1	-	1

DIVERSIDAD DE LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	73	19	92
Entre 30 y 40 años	198	64	262
Entre 41 y 50 años	104	41	145
Entre 51 y 60 años	49	11	60
Entre 61 y 70 años	13	2	15
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	97	44	141
Entre 3 y 6 años	136	42	178
Entre 6 y 9 años	40	16	56
Entre 9 y 12 años	45	9	54
Mayor a 12 años	119	26	145
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	429	133	562
EXTRANJERA	8	4	12

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	-	-	-	-	73	19	73	19	11,8%	3,1%
Entre 30 y 40 años	1	1	2	-	198	64	201	65	32,6%	10,5%
Entre 41 y 50 años	1	1	13	5	104	41	118	47	19,1%	7,6%
Entre 51 y 60 años	2	-	12	-	49	11	63	11	10,2%	1,8%
Entre 61 y 70 años	1	-	3	-	13	2	17	2	2,8%	0,3%
Mayor a 70 años	1	-	-	-	-	-	1	-	0,2%	0,0%
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	1	1	4	-	97	44	102	45	16,5%	7,3%
Entre 3 y 6 años	-	-	2	1	136	42	138	43	22,4%	7,0%
Entre 6 y 9 años	1	-	4	-	40	16	45	16	7,3%	2,6%
Entre 9 y 12 años	3	-	3	-	45	9	51	9	8,3%	1,5%
Mayor a 12 años	1	1	17	4	119	26	137	31	22,2%	5,0%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	3	-	29	5	429	133	461	138	74,7%	22,4%
EXTRANJERA	3	2	1	-	8	4	12	6	1,9%	1,0%
							76,7%	23,3%		
							617			

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G. FEMENINO	G. MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativos	114%	100%	-14%
Enc. Unidad	87%	100%	13%
Jefes de Área	94%	100%	6%
Linieros	N.A.	100%	100%
Profesionales	88%	100%	12%
Supervisores	46%	100%	54%
Técnicos	83%	100%	17%

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

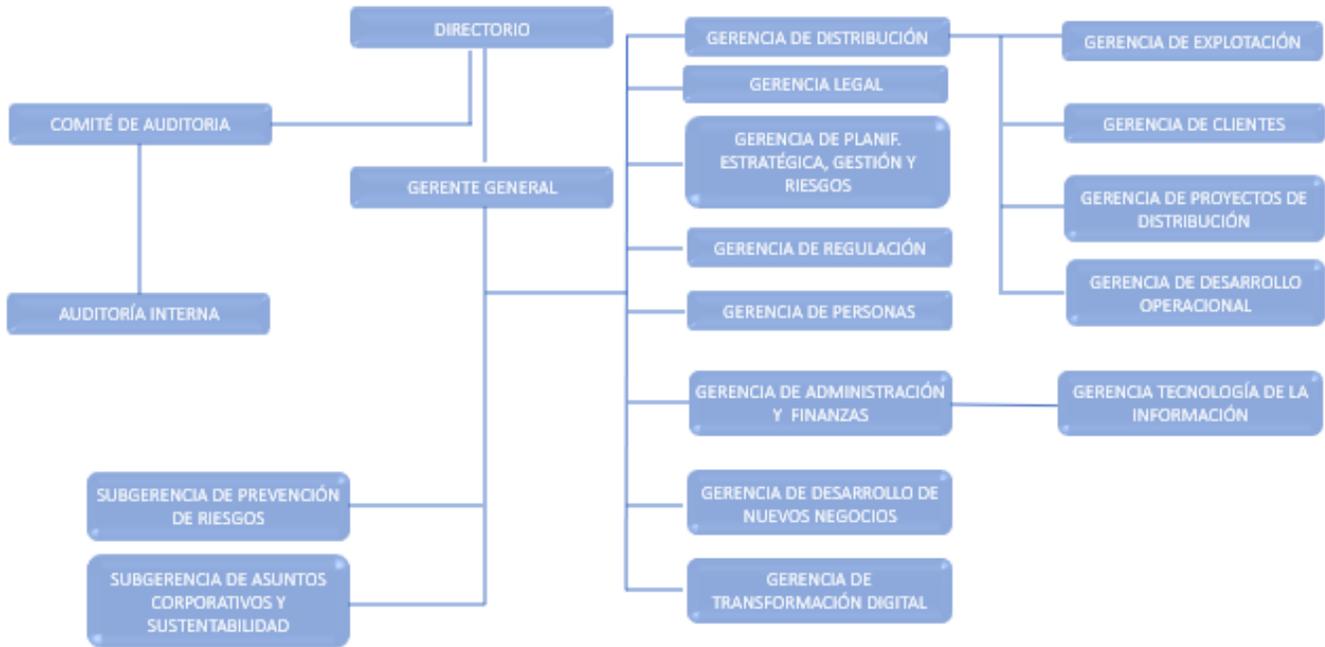
Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjero
Fecha último nombramiento:
30-04-2021

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

Durante el año 2021 Saesa 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: Saesa de 21,0 hrs. en 2017 a 13,4 hrs. en 2021 y Edelayen 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.

Para asegurar continuidad de servicio a todos sus clientes, en sectores de extrema ruralidad se ha optado por construir interconexiones con otras distribuidoras. Este es el caso de la comuna de Pinto, donde Frontel se conectó con la cooperativa Coelcha, logrando así un respaldo adicional ante cortes.

En la red de Grupo Saesa; la cual 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, como; Carahue, Curacautín o Lago Ranco-, 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 Purránque, 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 Edelayesen 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; y de estos; 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%).

PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

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 NUESTROS

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; a nivel de Grupo Saesa; 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 psicóloga, 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

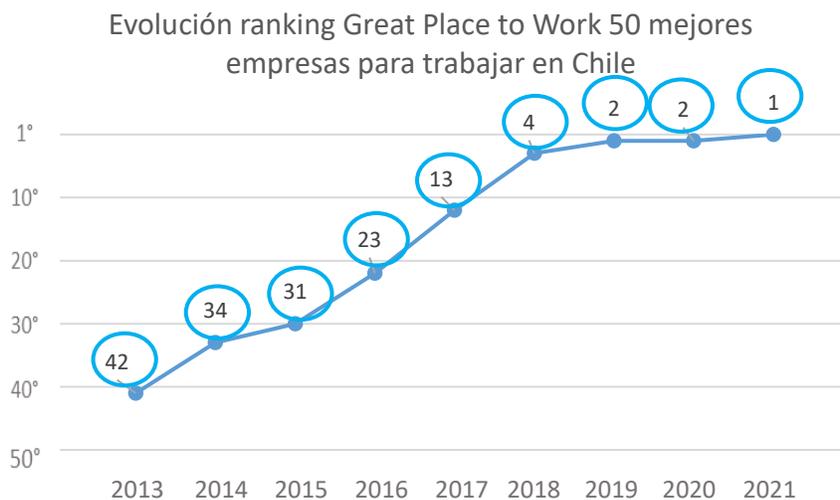
- Con Foco en el cliente se dio curso al Programa “Fidelizando al cliente” y “Lectura y Reparto” donde se han formado 181 colaboradores.
- Por segundo año consecutivo se continúa potenciando a Formadores Internos, se capacitaron 25 nuevos colaboradores como formadores internos quienes a su vez capacitaron 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 continuó avanzando en la gestión de **diversidad e inclusión**, dando cumplimiento a la ley 21.015 (para las empresas Saesa, Frontel, Edelayen, 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.

ELECTRIFICACIÓN RURAL

El compromiso de las empresas del Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente. Así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo en conjunto 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.

Durante el año 2021 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.

La finalización y puesta en servicio de estos proyectos cumplen con el objetivo de haber brindado suministro eléctrico a 1.237 familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 176 km de línea de media tensión, 128 km de línea de baja tensión en postación individual, 36 km de línea de baja tensión en postación común y 430 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA (PMGD)

Desde la perspectiva de la generación distribuida y al igual que en todos los procesos conocidos, el periodo 2021 fue un año complejo lleno de nuevos desafíos que impulsaron a la compañía a reformular su forma de trabajar de manera abrupta, al igual que su forma de relacionarse con clientes, proveedores y apoyos constructivos.

Históricamente se ha declarado un real compromiso con las energías renovables y la generación distribuida, siendo referentes activos en los cambios regulatorios de esta línea de negocio. En este sentido el año 2021 dejó grandes hitos entre los que se destacan:

1. La participación del Comité Consultivo que dirige el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), cuyo objetivo es discutir los puntos a modificar de la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) PMGD a partir de la publicación y entrada en vigencia del Decreto Supremo 88.
2. La adaptabilidad y transformación de los procesos internos a raíz de las entradas en vigencia de las nuevas normativas PMGD y EG (Decreto Supremo 88 y Decreto Supremo 57 respectivamente).
3. Como nunca antes en la historia, se lograron avances en la firma de contratos de Obras Adicionales con los generadores PMGD que logró la firma de 71 contratos, lo que genera la necesidad de administrar de manera eficiente y eficaz el cumplimiento de esos contratos.

A la fecha Saesa alcanza un total de 36 PMGD conectados a centrales con una potencia total de 88,02 [MW], entre las regiones de los Ríos y los Lagos, por otra parte su filial Luz Osorno alcanza un total de 4 PMGD conectados con una potencia total de 7,39 [MW] en la región de los Lagos.

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% y 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 y 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 avanzó en las siguientes líneas de trabajo:

Mejorar la Experiencia de los clientes:

Inspira

En el 2021 se logró finalizar la primera fase del programa, implementando las iniciativas con las metodologías ágiles 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 inició 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 envío 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

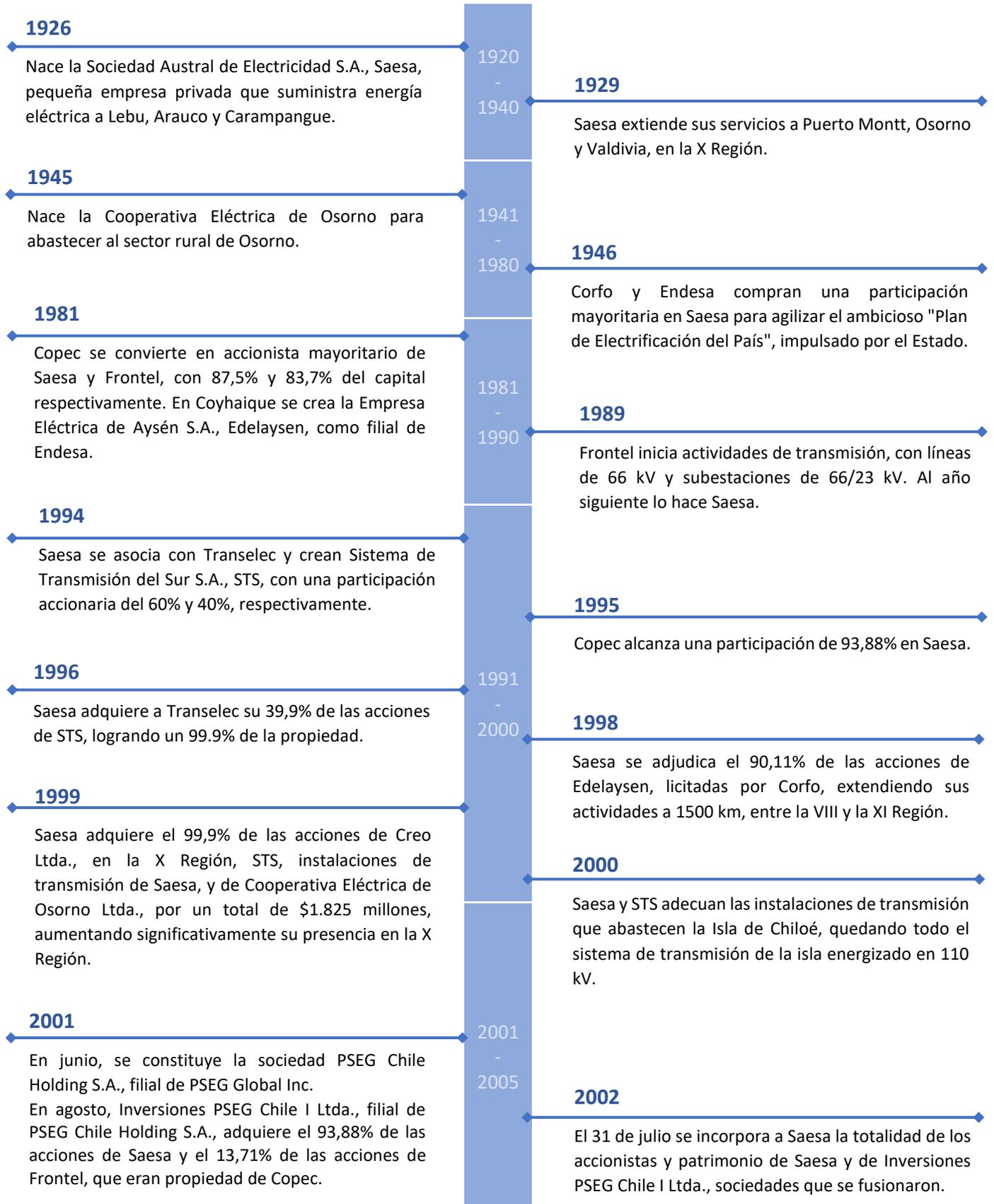
Generar y propiciar una experiencia diferenciadora fue todo un desafío, considerando los cambios regulatorios asociados al giro exclusivo, reconversión energética y potenciamiento de soluciones como Netbilling. Se separaron los negocios no regulados, generando nuevos canales de atención con información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



2005

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

2007

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

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

2009

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

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

2011

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

2013

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

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

2006

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

2008

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

2010

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

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

2012

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

2014

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

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

2005

 -
2010

2011

 -
2014

2015

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

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

2018

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

2020

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

Con fecha 21 de diciembre de 2020 en junta extraordinaria de accionistas se acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina **Saesa Transmisión S.A**, la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020.

(Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica)

2016

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

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

2017

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

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

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

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

2019

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

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

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

2021

Durante el año se ejecutaron diversos planes de inversión y mantenimiento relacionados a la mejora en la calidad de servicio, lo que contribuyó en la disminución considerable del tiempo sin suministro en comparación al año 2017; Saesa se desplazó en 21,0 a 13,4 horas en 2021.

 2015
-
2017

 2018
-
2021

DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

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

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

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

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

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

DISTRIBUCIÓN

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

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

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

a) Clientes Regulados

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

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

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución, 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 a cargo de las generadoras se espera que se saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31 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 8 de 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 prorratarán 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 Tokman

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

Ley Net Metering

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

Ley de Concesiones

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

Ley de Licitación de ERNC

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

Ley para la Interconexión de Sistemas Eléctricos

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

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

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

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

Ley de Transmisión

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

Los principales cambios propuestos por esta Ley son:

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

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

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

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

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

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

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

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

Norma Técnica de Distribución

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

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

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

Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21.12.19 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios son:

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

Ley de Generación Residencial

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

Ley de estabilización transitoria de precios

La ley N°21.185-19 del Ministerio de Energía publicada en el Diario Oficial el 02 de noviembre de 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31.12.2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron ser producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras se espera que se saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31.12.2020, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176, modificada mediante Resolución Exenta CNE N°276 de fecha 28 de julio y rectificada mediante Resolución Exenta CNE N°287 de 31 de julio de 2020, en adelante la “Resolución”. En ella, se determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la “Ley”. De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias establecidas en dichos cuerpos normativos. Estas exigencias se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022. La Sociedad se encuentra evaluando los impactos de esta Ley.

Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley 21.249 que dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. En ella, se establece que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podrán cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables. Además, se establece que las deudas que contraigan dichos usuarios con las empresas entre el 18 de marzo de 2020 hasta los 90 días posteriores a la publicación de la ley se prorratearán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

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

a) Comisión Nacional de Energía (“CNE”): Se encarga fundamentalmente del buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional. Específicamente, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y del cálculo de las tarifas. Adicionalmente, actúa como ente técnico e informa al Panel de Expertos cuando se presentan

divergencias entre los miembros del CEN o cuando se presentan diferencias en los procesos de fijación de precios, entre otras materias.

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

c) Ministerio de Energía: Institución creada a partir del año 2010 a cargo de fijar los precios nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

Saesa es la principal compañía operativa del Grupo Saesa, su principal actividad es la distribución de electricidad en la zona sur del país. Distribuye energía eléctrica entre las provincias de Cautín, Región de La Araucanía, y Palena, Región de Los Lagos. En forma individual atiende aproximadamente a 483 mil clientes.

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

En los últimos 10 años, Saesa y sus filiales (Luz Osorno y Edelaysen) , han presentado una tasa media de crecimiento en ventas de energía cercana al 3,99% (crecimiento anual compuesto en base a 10 años). Factor clave en este crecimiento ha sido el importante desarrollo que ha experimentado la industria salmonera y sectores afines, especialmente en las provincias de Llanquihue y Chiloé, así como el sector forestal en la Provincia de Valdivia, además del sostenido crecimiento del consumo residencial.

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

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, se perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico, donde la CNE presenta un papel relevante en el diseño, coordinación y dirección de estos procesos de licitación.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01 y Licitación 2021-01, que comienzan su suministro el año 2024 y el año 2026, respectivamente. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2022-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sin perjuicio de lo anterior, en el Decreto N°106 que corresponde al actual Reglamento de Licitaciones, se establece un mecanismo que permite el traspaso de excedentes entre empresas Distribuidoras. Esto significa que, si una empresa Distribuidora presenta holguras entre la energía adjudicada de los procesos de Licitación y la energía efectivamente demandada, puede traspasar esa energía a otra Distribuidora que se encuentre deficitaria en el sistema.

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

Con fecha 21 de diciembre de 2020, la junta extraordinaria de accionistas de Saesa acordó la división de esta en dos sociedades, manteniéndose la Sociedad como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denomina **Saesa Transmisión S.A**, la que tuvo efecto y vigencia el día 31 de diciembre de 2020. Esta división se enmarca dentro del proceso de implementación de los requerimientos de la Ley N°21.194 que modificó la Ley

General de Servicios Eléctricos, estableciendo una obligación legal de giro exclusivo para las compañías de distribución de energía eléctrica.

Para satisfacer adecuada y oportunamente el crecimiento en su zona de influencia, extender ésta hacia las zonas más aisladas y entregar un servicio cada vez mejor. Saesa en forma individual realizó inversiones que ascendieron a MM\$46.014 durante el año 2021.

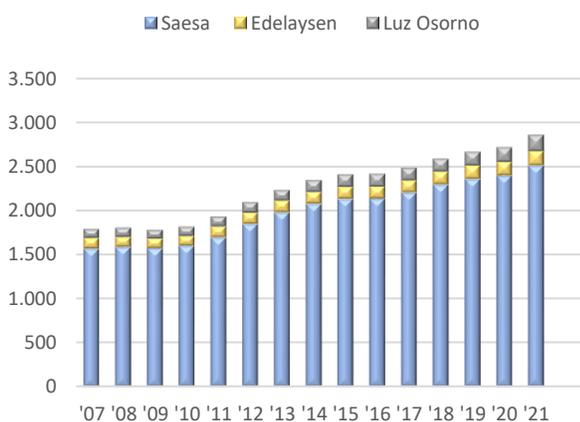
Saesa representa un 22,41% del activo de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (dueña directa)

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

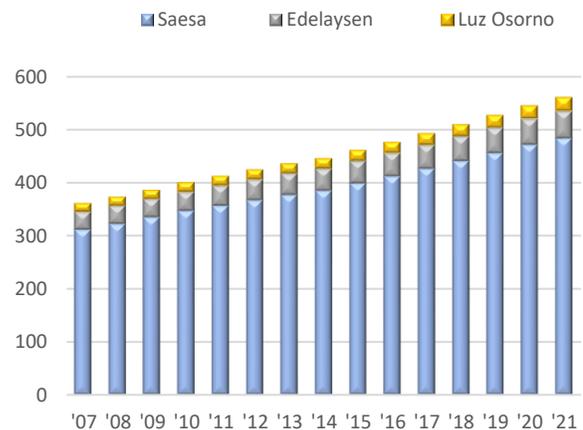
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan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

- VENTAS DE ENERGÍA (en GWh)



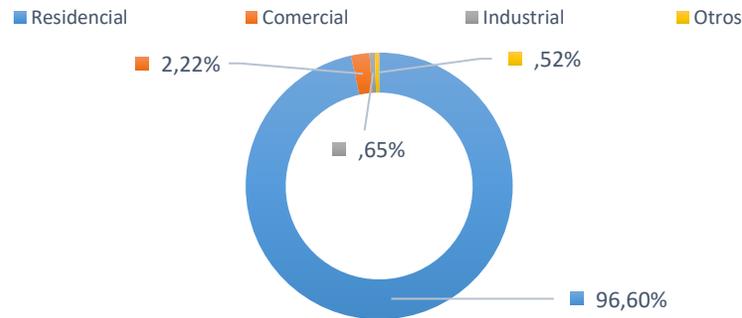
Las ventas de energía durante el 2021, de Saesa y sus Filiales, alcanzaron 2.861 GWh.

- CLIENTES ATENDIDOS (miles)



Saesa y sus filiales al cierre del ejercicio 2021 atendían a 561 mil clientes, lo que representa un aumento de 2,84% respecto al cierre 2020.

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

	SUPERFICIE (km ²)	CANTIDAD DE DECRETOS
SAESA	15.122	146
FRONTEL	24.715	132
EDELAYSEN	620	6
LUZ OSORNO	4361	12
Total	44.818	296

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

Durante el ejercicio 2021, los proveedores Engie, El Campesino y Enel constituyen el 50% del suministro distribuido (compras de electricidad y peajes de transmisión zonal)

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

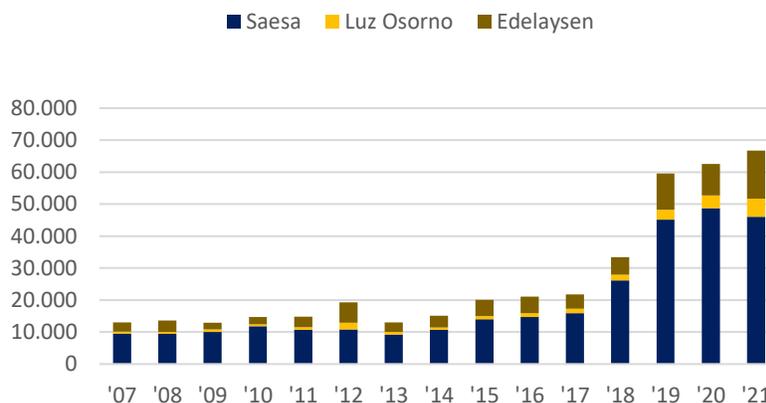
Adicionalmente, en el caso de la comercialización, sus ingresos provienen de un grupo de aproximadamente 226 clientes libres, de los cuales ninguno concentra más de un 10% del total de ingresos. Y en el caso de las compras de energía para éstas, Enel Generación constituye el 85%

INVERSIONES

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

El monto anual aproximado del plan de inversiones para Saesa y sus filiales (Luz Osorno y Edelaysen) bordea los MM\$ 25.000, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa.

La inversión total de Saesa y sus filiales, del año 2021 fue de aproximadamente \$ 66.684 millones.



PROPIEDADES E INSTALACIONES

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

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Localidades de las Provincias de Cautín, Valdivia, Ranco, Osorno, Llanquihue, Palena y Chiloé.	12.756 Líneas MT (km)
			10.394 Líneas BT (km)
			782 MVA (MT/BT)
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores	Distintas localidades de la Provincia de Osorno principalmente.	3.876 Líneas MT (km)
			854 Líneas BT (km)
			83 MVA (MT/BT)
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)
			Otras Centrales

CALIDAD DE SERVICIO

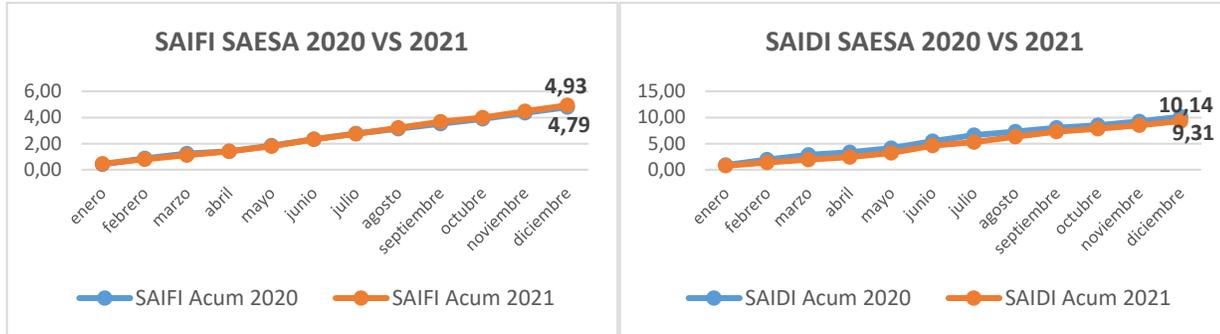
En el año 2021 la Calidad de Suministro se continúa midiendo de acuerdo a lo descrito en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018. Esto significa que la unidad de medición para los indicadores corresponde a SAIFI y SAIDI de pares empresa-comuna.

En el gráfico siguiente, correspondiente a Saesa, se observa el comportamiento de las comunas fuera de estándar para el 2021, Saesa cubre 43 comunas y que suman 483.000 clientes aproximadamente.



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

Aumento de SAIFI, de 4.79 a 4.93, es decir, un 3% de alza. Disminución de SAIDI, de 10.14 a 9.31, es decir, un 8% de mejora.



INVERSIONES PRODUCTIVAS

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

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

	2021
Líneas Alta Tensión (km)	339*
Líneas Media Tensión (km)	18.991
Líneas Baja Tensión (km)	12.347
MVA Instalados (MT/BT)	920

*Las líneas mencionadas en AT (339 km.) corresponden a la filial Edelayen, y se trata de líneas de 23 kV. (MT) con alimentadores a 33 kV por lo tanto quedan clasificadas como AT.

SISTEMAS AISLADOS

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

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

	SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
SAESA	Ayacara	695	632
	Isla Tac	80	111
	Isla Quehui	230	336
	Isla Caguach	82	142
	Isla Meulín	137	254
	Isla Quenac	102	161
	Isla Llingua	67	120
	Isla Alao	73	140
	Isla Chaulinec	95,45	190
	Isla Apiao	129	222
	Isla Laitec	126	152
	Isla Cailin 1	92	158
	Isla Cailin 2		
	Isla Coldita	37	89
	Isla Acuy	6,71	28
	Isla Lin Lin	21	159
	Isla Taucolón	2,3	17
	Isla Teuquelín	1,7	13
	Isla Chaullín	21	40
	Isla Chelin	42	108
Isla Cheniao	6	83	
EDELAYSEN	Cisnes	3.556	1.357
	Huichas	811	488
	Villa O´Higgins	985	375
	Amengual- La Tapera	466	305
	TOTAL	7.864	5.680

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 Edelayesen.

Los procesos de fijación tarifaria buscan determinar el valor de inversión y el costo de operación, mantenimiento y administración eficientes que son necesarios para realizar el servicio tarifado, cumpliendo con los estándares exigidos de calidad de servicio. En el segmento de distribución y generación en sistemas medianos, el resultado es una tarifa unitaria, por lo que los ingresos dependen de la demanda. En el segmento de transmisión, el resultado es un valor anual de transmisión por tramo, por lo que los ingresos no dependen de la demanda.

El riesgo de este ítem está asociado principalmente a los cambios que puede impulsar la autoridad en aspectos regulatorios, así como en cada fijación tarifaria que afectan los ingresos actuales de la Sociedad.

De este modo, los ítems más importantes relacionados con este riesgo son los siguientes:

A) CAMBIO DE LA REGULACIÓN

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

Hasta la fecha se han emitido diversas modificaciones a la regulación eléctrica (ver nota N°3 punto 3.3 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 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

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

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

GESTIÓN FINANCIERA

UTILIDAD LIQUIDA DISTRIBUIBLE

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

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

En razón a lo anterior la utilidad líquida distribuable por el ejercicio 2021 asciende a M\$19.192.830.-

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°11	24-05-2019	0,00256381	2018
Final N°12	30-05-2020	0,00455838	2019
Final N°13	28-05-2021	0,00560523	2020

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la sociedad ha acordado proponer a la junta de Accionistas la distribución de un dividendo final N°14 de \$0,00213126268 con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021. Este dividendo representa un 100% de la utilidad y significa un pago total de M\$ 19.192.830.-

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

CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la sociedad al 31 de diciembre de 2021 ascendía a M\$ 219.326.076 distribuido en 9.005.380.049.737 acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales, en específico la cuenta de ganancias acumuladas al 31 de diciembre de 2021 se vería reducida en M\$ 13.434.981.-

DIRECTORIO

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

Los Directores señores Waldo Fortín Cabezas, 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 DEL DIRECTORIO (M\$)

	2021	2020
Ivan Diaz Molina	33.206	31.706
Jorge Lesser García-Huidobro	33.187	31.706
TOTAL	66.393	63.412

**Considera remuneraciones pagadas por Saesa y filiales (Luz Osorno y Edelayesen)*

Durante el año 2021:

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

EJECUTIVOS PRINCIPALES

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

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

Las siguientes remuneraciones e incentivos totales han sido percibidas por el Comité Ejecutivo de la Sociedad matriz y sus filiales durante el ejercicio 2021:

REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

MM\$	AÑO 2021			AÑO 2020
	SAESA	EDELAYSEN	TOTAL	TOTAL
REMUNERACIONES FIJAS	3.729	72	3.801	3.967
INCENTIVOS VARIABLES	1.915	32	1.947	1.793
Total	5.644	104	5.748	5.760

En tanto el año 2021 se registraron MM\$450 en pagos por concepto de indemnización por años de servicios por parte de SAESA.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad y sus filiales cuentan con la siguiente dotación de personal:

	SAESA	EDELAYSEN	LUZ OSORNO	TOTAL
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	35	1	-	36
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	454	49	21	524
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	120	50	5	175
TOTAL	609	100	26	735

INFORMACIÓN FINANCIERA

POLÍTICAS DE INVERSIÓN Y FINANCIAMIENTO

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

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

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

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

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

PROPIEDADES Y SEGUROS

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

HECHOS RELEVANTES

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 \$0,005605230100 por acción para Saesa, 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 9.005.380.049.737 para Saesa, lo que significa un pago total de MM\$50.477.- para Saesa.

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 Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA) y su filial; 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.

EMPRESAS FILIALES

Edelaysen

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
 Capital Suscrito y Pagado: M\$37.005.894
 Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A.: 93,24% (Indirecta)

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

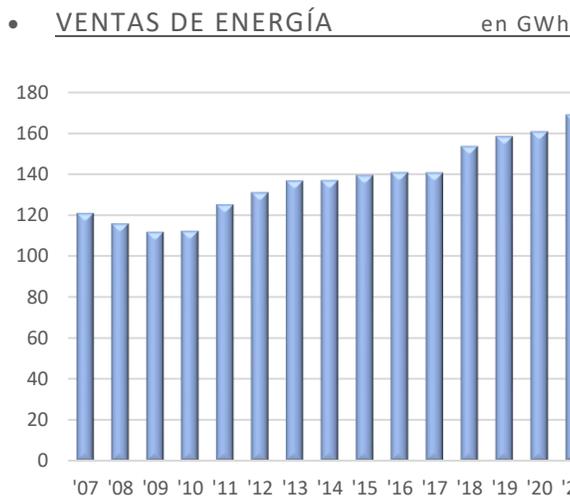
Esencialmente, Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales. Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

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.

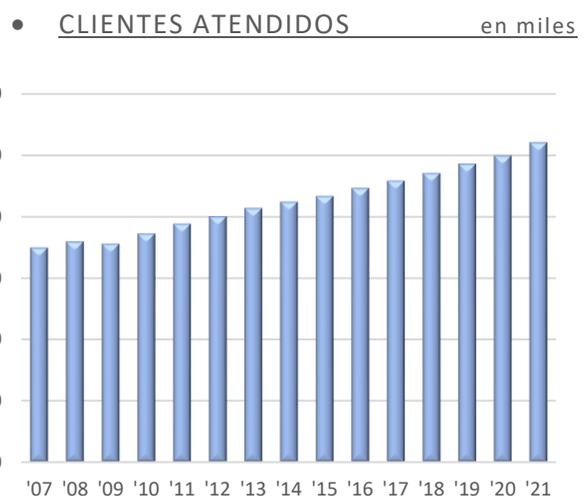
Edelaysen representa un 12,69% del activo de Saesa.

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.



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

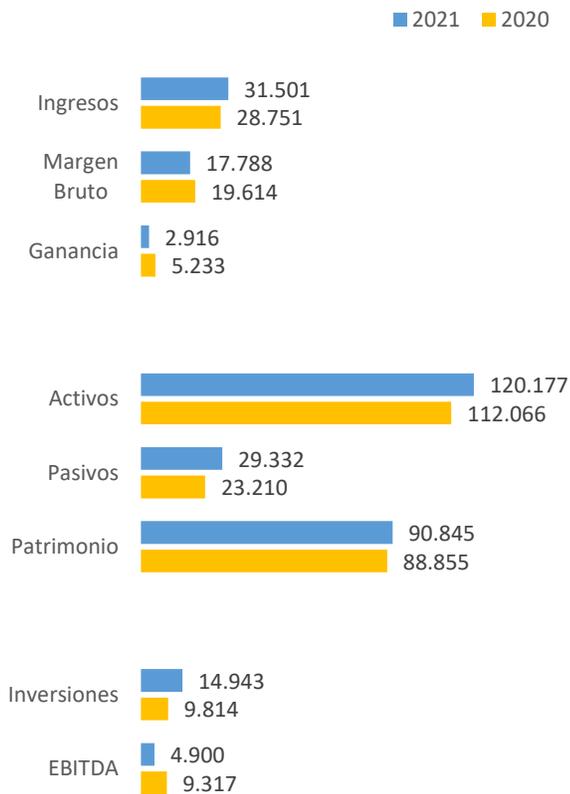


Edelaysen al cierre del ejercicio 2021 atendía a 52 mil clientes.

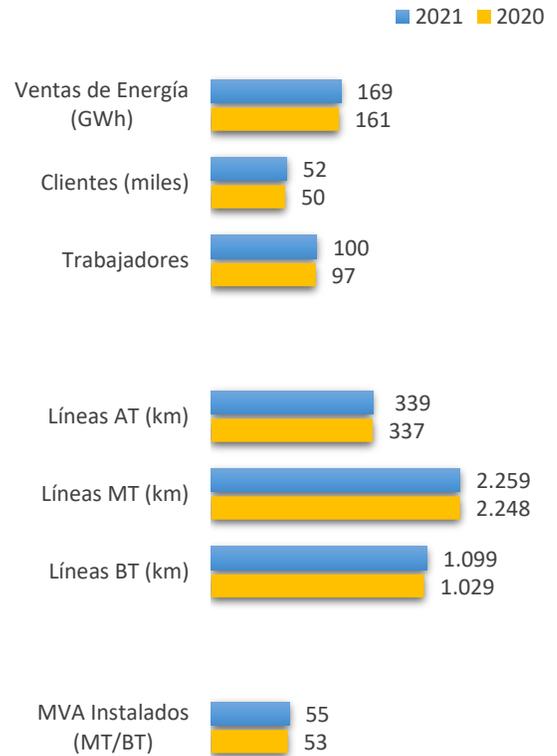
- CAPACIDAD DE CENTRALES

	MW	Cantidad Centrales
Eólica	2,46	1
Hidroeléctrica	23,25	8
Diésel	39,59	19
Solar	3,00	1
Total	68,29	29

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES



Luz Osorno

COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.

Naturaleza Jurídica: Sociedad Anónima Cerrada
Capital Suscrito y Pagado: M\$ 10.557.505
Participación Inv. Eléctricas del Sur S.A: 99,9% (Indirecta)

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

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

La Comisión Nacional de Energía (CNE) continúa impulsando los procesos de licitación conjunta para suministrar la demanda regulada de distribuidoras pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Y a partir de la entrada en vigencia de la Ley N°20.085, se perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico, donde la CNE presenta un papel relevante en el diseño, coordinación y dirección de estos procesos de licitación.

En el corto plazo serán incorporados más empresas generadoras por adjudicación en la Licitación 2017-01 y Licitación 2021-01, que comienzan su suministro el año 2024 y el año 2026, respectivamente. Próximamente, se encuentra en proceso de publicación de sus Bases preliminares la Licitación 2022-01.

Cabe mencionar, que la Superintendencia de Electricidad y Combustible, SEC, en su Resolución Exenta N°2.288 (RE 2288), de fecha 26 de agosto de 2011, dispuso que el suministro destinado para clientes regulados, no entregado por una empresa en quiebra, debe ser abastecido por los demás integrantes que participan en los balances de transferencia confeccionados por el actualmente Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), a prorrata de su energía firme y a los mismos precios acordados en los contratos de suministro suscritos con la empresa quebrada. Sin perjuicio de lo anterior, en el Decreto N°106 que corresponde al actual Reglamento de Licitaciones, se establece un mecanismo que permite el traspaso de excedentes entre empresas Distribuidoras. Esto significa que, si una empresa Distribuidora presenta holguras entre la energía adjudicada de los procesos de Licitación y la energía efectivamente demandada, puede traspasar esa energía a otra Distribuidora que se encuentre deficitaria en el sistema.

Durante el ejercicio 2021 se efectuaron inversiones por MM\$5.727, aumentando un 43% las inversiones respecto del año 2020, principalmente con el fin de atender el crecimiento de la demanda de energía y extender la cobertura geográfica.

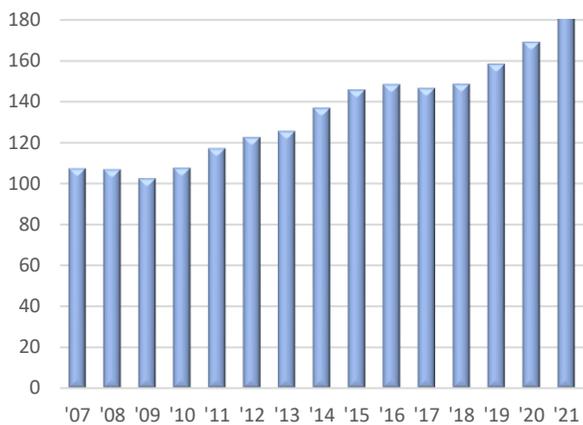
Luz Osorno representa un 2,77% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

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

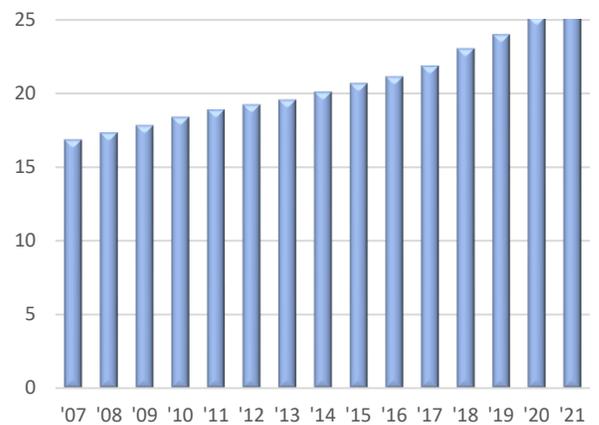
Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes, que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



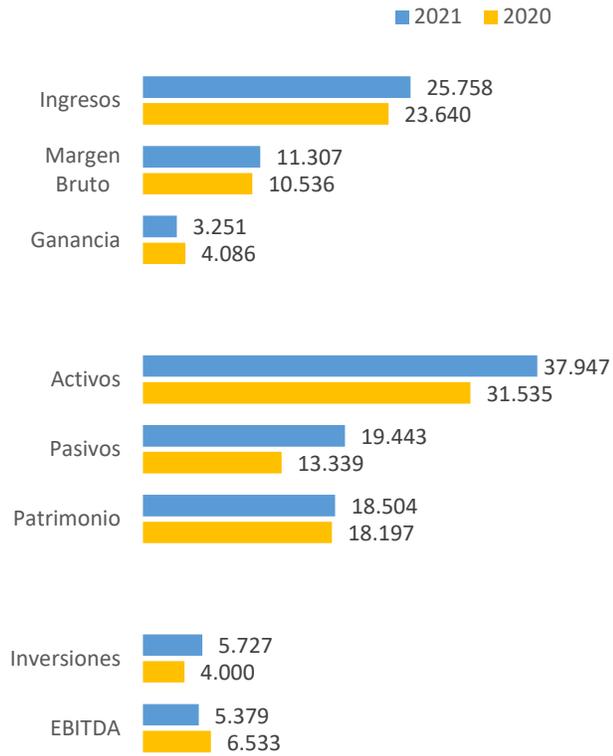
Las ventas de energía durante el 2021 alcanzaron los 189 GWh.

• CLIENTES ATENDIDOS en miles

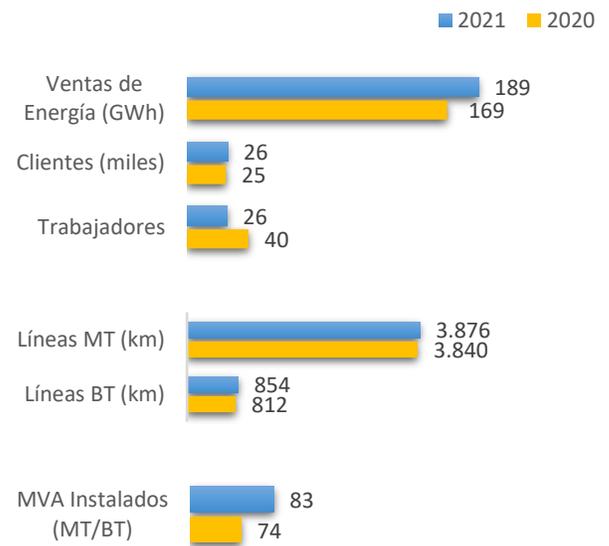


Luz Osorno al cierre del ejercicio 2021 atendía aproximadamente a 26 mil clientes.

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES



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



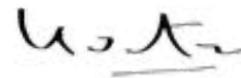
Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

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



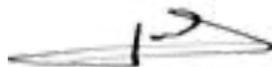
Ashley Munroe / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Jonathan Reay / Extranjero

DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6

GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados por los años
terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Sociedad Austral de Electricidad S.A. y filiales (en adelante “la Sociedad”) que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

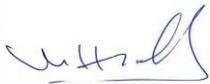
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

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

**Correspondientes a los años terminados al 31 de
diciembre de 2021 y 2020**

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

En miles de pesos chilenos – M\$

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 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	16.399.907	38.860.098
Otros activos no financieros corrientes	-	810.991	589.053
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	109.108.634	90.667.027
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	13.343.531	4.852.730
Inventarios corrientes	9	26.211.515	24.961.290
Activos por impuestos corrientes, corrientes	10	7.659.412	3.608.192
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		173.533.990	163.538.390
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		173.533.990	163.538.390
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos no financieros no corrientes	-	1.566	1.566
Cuentas por cobrar no corrientes	7	19.543.057	9.801.425
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	8	9.591.927	15.491.149
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11	20.291.078	3.400.703
Plusvalía	12	108.306.883	108.306.883
Propiedades, planta y equipo	13	376.852.976	346.058.700
Activos por derecho de uso	14	989.618	1.350.253
Activos por impuestos diferidos	16	6.938.346	5.715.934
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		542.515.451	490.126.613
TOTAL ACTIVOS		716.049.441	653.665.003

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados 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			
Otros pasivos financieros corrientes	17	4.093.345	1.196.807
Pasivos por arrendamientos corrientes	14	371.454	420.520
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	90.611.624	60.842.258
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	10.480.466	45.929.260
Otras provisiones corrientes	20	2.467.566	3.207.680
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	-	5.868.288	28.863.318
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	6.292.686	6.233.706
Otros pasivos no financieros corrientes	21	27.826.598	34.238.885
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		148.012.027	180.932.434
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		148.012.027	180.932.434
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	165.630.990	157.750.562
Pasivos por arrendamientos no corrientes	14	693.137	956.906
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	81.710.094	364.000
Pasivo por impuestos diferidos	16	20.407.275	20.327.349
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	8.031.459	9.707.671
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	54.396	65.722
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		276.527.351	189.172.210
TOTAL PASIVOS		424.539.378	370.104.644
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	219.326.076	219.326.076
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	57.763.125	51.539.177
Otras reservas	22	8.257.933	6.667.069
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		285.347.134	277.532.322
Participaciones no controladoras	22	6.162.929	6.028.037
PATRIMONIO TOTAL		291.510.063	283.560.359
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		716.049.441	653.665.003

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados 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	01/01/2020
		31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	309.391.521	297.317.771
Otros ingresos	23	53.463.304	47.309.655
Materias primas y consumibles utilizados	24	(224.920.633)	(208.446.947)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(31.166.245)	(25.619.256)
Gasto por depreciación y amortización	26	(17.329.417)	(15.363.173)
Otros gastos, por naturaleza	28	(47.838.161)	(52.153.764)
Otras ganancias (pérdidas)	30	1.694.978	147.717.236
Ingresos financieros	29	514.613	772.381
Costos financieros	29	(5.967.044)	(5.738.573)
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	27	(6.878.818)	(5.434.427)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	37	-	604.352
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	2.341.811	(2.494.643)
Resultados por unidades de reajuste	29	(10.230.632)	(3.504.098)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		23.075.277	174.966.514
Ingreso (gasto) por impuestos, operaciones continuadas	16	(3.681.822)	(45.093.680)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		19.393.455	129.872.834
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	15	-	14.706.006
Ganancia (pérdida)		19.393.455	144.578.840
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	19.192.830	144.220.651
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	22	200.625	358.189
Ganancia (pérdida)		19.393.455	144.578.840

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados 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)		19.393.455	144.578.840
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	20	2.344.944	(415.459)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		2.344.944	(415.459)
Coberturas del flujo de efectivo			
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(170.349)	(349)
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo		(170.349)	(349)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos		-	(2.245.788)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado de periodo, antes de impuestos		(170.349)	(2.246.137)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		2.174.595	(2.661.596)
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	16	(633.135)	112.174
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo		(633.135)	112.174
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	16	45.994	94
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		45.994	94
Otro resultado integral		1.587.454	(2.549.328)
Resultado integral		20.980.909	142.029.512
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		20.783.694	142.120.655
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		197.215	(91.143)
Resultado integral		20.980.909	142.029.512

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
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 atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2021	219.326.076	-	-	(1.909.624)	8.576.693	6.667.069	51.539.177	277.532.322	6.028.037	283.560.359
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2021	219.326.076	-	-	(1.909.624)	8.576.693	6.667.069	51.539.177	277.532.322	6.028.037	283.560.359
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	19.192.830	19.192.830	200.625	19.393.455
Otro resultado integral	-	-	(124.354)	1.715.218	-	1.590.864	-	1.590.864	(3.410)	1.587.454
Total Resultado integral	-	-	(124.354)	1.715.218	-	1.590.864	19.192.830	20.783.694	197.215	20.980.909
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(12.968.882)	(12.968.882)	-	(12.968.882)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.323)	(62.323)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	-	(124.354)	1.715.218	-	1.590.864	6.223.948	7.814.812	134.892	7.949.704
Patrimonio final al 31/12/2021	219.326.076	-	(124.354)	(194.406)	8.576.693	8.257.933	57.763.125	285.347.134	6.162.929	291.510.063

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

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 atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2020	286.022.834	2.245.789	254	(2.055.671)	24.957.895	25.148.267	115.811.057	426.982.158	19.456.773	446.438.931
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2020	286.022.834	2.245.789	254	(2.055.671)	24.957.895	25.148.267	115.811.057	426.982.158	19.456.773	446.438.931
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	144.220.651	144.220.651	358.189	144.578.840
Otro resultado integral	-	(2.245.789)	(254)	146.047	-	(2.099.996)	-	(2.099.996)	(449.332)	(2.549.328)
Total Resultado integral	-	(2.245.789)	(254)	146.047	-	(2.099.996)	144.220.651	142.120.655	(91.143)	142.029.512
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(74.571.609)	(74.571.609)	-	(74.571.609)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	(66.696.758)	-	-	-	(16.381.202)	(16.381.202)	(133.920.922)	(216.998.882)	(13.337.593)	(230.336.475)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	(66.696.758)	(2.245.789)	(254)	146.047	(16.381.202)	(18.481.198)	(64.271.880)	(149.449.836)	(13.428.736)	(162.878.572)
Patrimonio final al 31/12/2020	219.326.076	-	-	(1.909.624)	8.576.693	6.667.069	51.539.177	277.532.322	6.028.037	283.560.359

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujo de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 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		394.439.368	416.457.303
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		666.395	4.062
Otros cobros por actividades de operación		5.396.095	417.748
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(319.454.208)	(341.388.013)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(25.633.488)	(23.311.730)
Otros pagos por actividades de operación		(3.586.323)	(1.844.172)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones		51.827.839	50.335.198
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación		(31.350.833)	(11.445.615)
Otras entradas (salidas) de efectivo, clasificados como actividades de operación		12.792	16.080
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		20.489.798	38.905.663
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades, clasificados como actividades de inversión		-	167.949.104
Préstamos a entidades relacionadas		(37.864.598)	(78.262.672)
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		-	60.000
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		(75.134.290)	(107.300.572)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		(864.297)	(117.130.177)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera, clasificados como actividades de inversión		291.146	116.476.437
Cobros a entidades relacionadas		46.020.970	82.131.590
Dividendos recibidos, clasificados como actividades de inversión		-	47.147
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión		523.394	757.726
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(67.027.675)	64.728.583
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación		140.000.000	100.000.000
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	6	140.000.000	100.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	153.869.127	115.796.464
Reembolsos de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	(140.000.000)	(100.000.000)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(416.738)	(458.068)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(72.523.033)	(152.507.930)
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación		(50.584.000)	(43.932.190)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(6.372.772)	(9.597.897)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		23.972.584	(90.699.621)
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(22.565.293)	12.934.625
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		105.102	(1.213.849)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(22.460.191)	11.720.776
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año (después de división STS)		38.860.098	27.656.891
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	16.399.907	39.377.667

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1	Información General y Descripción del Negocio	12
2	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas.....	14
2.1	Principios contables.....	14
2.2	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.3	Período cubierto.....	14
2.4	Bases de preparación	15
2.5	Bases de consolidación.....	15
2.6	Combinación de negocios.....	17
2.7	Moneda funcional	17
2.8	Bases de conversión	17
2.9	Compensación de saldos y transacciones.....	18
2.10	Propiedades, planta y equipo	18
2.11	Activos intangibles.....	20
2.11.1	Plusvalía comprada	20
2.11.2	Servidumbres	20
2.11.3	Programas informáticos	20
2.11.4	Costos de investigación y desarrollo	20
2.12	Deterioro de los activos no financieros	21
2.13	Arrendamientos.....	21
2.13.1	2.13.1 Sociedad actúa como arrendatario:	21
2.13.2	2.13.2 Sociedad actúa como arrendador:	22
2.14	Instrumentos financieros.....	22
2.14.1	Activos Financieros.....	23
2.14.2	Pasivos financieros	24
2.14.3	Derivados y contabilidad de cobertura	24
2.14.4	Instrumentos de patrimonio	25
2.15	Inventarios.....	26
2.16	Activos no corrientes disponibles para la venta	26
2.17	Otros pasivos no financieros	26
2.17.1	Ingresos diferidos.....	26
2.17.2	Subvenciones estatales	27
2.17.3	Obras en construcción para terceros	27
2.18	Provisiones	27
2.19	Beneficios a los empleados	28
2.20	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	28
2.21	Impuesto a las ganancias.....	28
2.22	Reconocimiento de ingresos y costos.....	29
2.23	Dividendos.....	30
2.24	Estado de flujos de efectivo.....	30
2.25	Reclasificaciones.....	31
2.26	Nuevos pronunciamientos contables	31
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	31
3.1	Generación eléctrica.....	32
3.2	Distribución	32
3.3	Marco regulatorio.....	34
3.3.1	Aspectos generales	34
3.3.2	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	34
3.3.3	Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor.....	34
3.3.4	Ley de Generación Residencial.....	34
3.3.5	Norma Técnica de Distribución	34
3.3.6	Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	35
3.3.7	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	35
3.3.8	Ley de estabilización transitoria de precios	35
3.3.9	Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes.....	35

3.3.10	Resolución Exenta CNE N°176/2020 - Giro Exclusivo	36
3.3.11	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19.....	36
3.3.12	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	36
4.	Política de gestión de Riesgos.....	37
4.1	Riesgo financiero	37
4.1.1	Tipo de cambio.....	37
4.1.2	Variación UF.....	38
4.1.3	Tasa de interés.....	38
4.1.4	Riesgo de liquidez.....	38
4.1.5	Riesgo de crédito.....	39
4.1.6	Riesgo COVID-19	39
5	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	40
6	Efectivo y Equivalentes al Efectivo.....	42
7	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.....	43
8	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.....	48
8.1	Accionistas.....	48
8.2	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	49
8.3	Directorio y personal clave de la gerencia.....	50
9	Inventarios.....	52
10	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	53
11	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	53
12	Plusvalía	54
13	Propiedades, Planta y Equipo	56
14	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos.....	58
15	Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	59
16	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	60
16.1	Impuesto a la Renta.....	60
16.2	Impuestos diferidos.....	61
17	Otros Pasivos Financieros Corrientes y no Corrientes	62
17.1	Instrumentos derivados.....	63
18	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.....	63
19	Instrumentos Financieros	66
19.1	Instrumentos financieros por categoría	66
19.2	Valor Justo de instrumentos financieros	67
20	Provisiones.....	68
20.1	Provisiones corrientes	68
20.1.1	Otras Provisiones corrientes	68
20.1.2	Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados	69
20.2	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados.....	69
20.3	Juicios y multas.....	72
20.3.1	Juicios.....	72
20.3.2	Multas	73
21	Otros Pasivos no Financieros	74
22	Patrimonio	74
22.1	Patrimonio Neto de la Sociedad	74
22.1.1	Capital suscrito y pagado	74
22.1.2	Dividendos.....	74
22.1.3	Otras reservas	75
22.1.4	Diferencias de conversión	76
22.1.5	Ganancias Acumuladas	76
22.2	Gestión de capital.....	77
22.3	Restricciones a la disposición de fondos	77
22.4	Participaciones no controladoras	77
23	Ingresos.....	77
24	Materias Primas y Consumibles Utilizados	80
25	Gastos por Beneficios a los Empleados.....	80
26	Gasto por Depreciación, Amortización	80
27	Ganancia (Pérdida) por deterioro	80

28	Otros Gastos por Naturaleza.....	81
29	Resultado Financiero	81
30	Otras ganancias (pérdidas)	81
31	Información por Segmento	82
32	Medio Ambiente	86
33	Garantías Comprometidas con Terceros	87
34	Cauciones Obtenidas de Terceros.....	87
35	Compromisos y Restricciones	88
36	Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	91
37	Inversiones contabilizadas usando el método de la participación.....	91
38	Información Adicional Sobre Deuda Financiera	93
39	Moneda Extranjera	94
40	Sanciones	95
41	Hechos Posteriores	96

SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos – M\$)

1 Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

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

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

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

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

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

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

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

En Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 21 de diciembre de 2020, se acordó la división de la Sociedad en dos, manteniéndose Saesa como continuadora y creándose una nueva sociedad, que se denominó Saesa Transmisión S.A., Sistema de Transmisión del Sur S.A. en adelante “Nueva STS” al 31 de diciembre de 2021, la que operará los activos de transmisión, dentro del traspaso de activos que salen de la Sociedad se incluyó la participación en la filial directa Sistema de Transmisión del Sur S.A. (Antigua STS) cuyo giro principal es el de transmisión.

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.

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

ACTIVOS	SAESA TX	STS	Total
	31/12/2020 M\$	31/12/2020 M\$	31/12/2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	517.569	517.569
Otros activos no financieros corrientes	-	733.315	733.315
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, corrientes	3.069.526	12.512.070	15.581.596
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	368.006	368.006
Inventarios corrientes	-	2.878.457	2.878.457
Activos por impuestos corrientes, corrientes	-	4.325.907	4.325.907
Total de activos corrientes distintos de los activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.	3.069.526	21.335.324	24.404.850
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	3.069.526	21.335.324	24.404.850
ACTIVOS NO CORRIENTE			
Cuentas por cobrar no corrientes	-	394.924	394.924
Otras Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación	-	2.395.073	2.395.073
Activos intangibles distintos de la plusvalía	17.749.766	17.349.899	35.099.665
Plusvalía	66.109.123	-	66.109.123
Propiedades, planta y equipo	3.986.768	272.973.826	276.960.594
Activos por impuestos diferidos	-	3.487.773	3.487.773
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	87.845.657	296.601.495	384.447.152
TOTAL ACTIVOS	90.915.183	317.936.819	408.852.002
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos Corrientes en Operación			
Otros pasivos financieros corrientes	-	679.897	679.897
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	27.292	10.227.333	10.254.625
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	(4.271.369)	8.912.925	4.641.556
Otras provisiones corrientes	-	451.704	451.704
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	9.737.318	16.379	9.753.697
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	-	1.147.099	1.147.099
Otros pasivos no financieros corrientes	-	728.201	728.201
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.493.241	22.163.538	27.656.779
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	5.493.241	22.163.538	27.656.779
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros, No Corrientes	-	117.546.212	117.546.212
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente	-	7.511.435	7.511.435
Pasivo por impuestos diferidos	850.621	27.822.446	28.673.067
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	-	1.823.638	1.823.638
Otros Pasivos Financieros, No Corrientes	-	8.188.208	8.188.208
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	850.621	162.891.939	163.742.560
TOTAL PASIVOS	6.343.862	185.055.477	191.399.339
PATRIMONIO			
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora			
Capital emitido	34.561.275	32.135.483	66.696.758
Ganancias acumuladas	33.097.974	100.822.948	133.920.922
Otras reservas	16.095.492	(77.089)	16.018.403
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	83.754.741	132.881.342	216.636.083
Participaciones no controladoras	-	-	816.580
TOTAL PATRIMONIO	83.754.741	132.881.342	217.452.663
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	90.098.603	317.936.819	408.852.002

b) Información del Negocio

SAESA y su filial Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Cautín (Región de La Araucanía) y Palena (Región de Los Lagos). La filial 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.

2 Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1 Principios contables

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

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), específicamente NIC 34, Información Financiera Intermedia, emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB"). Para estos fines, las NIIF comprenden las normas emitidas por el Consejo Internacional de Normas de Contabilidad (International Accounting Standards Board "IASB" en inglés) y las interpretaciones emitidas por el Comité Internacional de Interpretaciones sobre Informes Financieros (CINIIF).

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

2.2 Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

2.3 Período cubierto

Los presentes Estados Financieros Consolidados comprenden lo siguiente:

- Estados Consolidados de Situación Financiera Clasificados de Saesa y filiales al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Los Estados Consolidados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.
- Estados Consolidados 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 Consolidados de la Sociedad y sus filiales han sido preparados bajo el criterio del costo histórico, excepto en el caso de los instrumentos financieros, registrados a valor razonable.

2.5 Bases de consolidación

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			31/12/2020
					31/12/2021			
					Directo	Indirecto	Total	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Chile	Peso Chileno	93,2373%	0,0000%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	99,8954%	0,0000%	99,8954%	99,8954%

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

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

Los cambios en la participación de la Sociedad en la propiedad de una subsidiaria que no resultan en la pérdida de control sobre las filiales se contabilizan como transacciones de patrimonio. Los importes en libros de la participación de la Sociedad y las participaciones controladoras son ajustados para reflejar el cambio en sus participaciones relativas en las filiales. Cualquier diferencia entre el importe por el cual las participaciones no controladoras son ajustadas y el valor razonable de la consideración pagada o recibida se reconoce directamente en patrimonio y se atribuye a los propietarios de la Sociedad.

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

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

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

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

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

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor del importe en libros de la participación y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a la Sociedad conforme a su

participación, se registran en el rubro “Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación”.

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

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

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

2.6 Combinación de negocios

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

2.7 Moneda funcional

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

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

Sociedad	Moneda Funcional
Empresa Electrica de Aisen S.A.	Peso Chileno
Compañía Electrica Osorno S.A.	Peso Chileno

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

2.8 Bases de conversión

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

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

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

Moneda extranjera y reajutable	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

2.9 Compensación de saldos y transacciones

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

2.10 Propiedades, planta y equipo

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

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

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

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	1.080.108	1.057.545
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,63%	3,62%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$ 3.621.600 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 y a M\$4.177.406 por el año 2020 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad y sus filiales, revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 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, las sociedades tienen concesiones de distribución de electricidad que son otorgadas por la Autoridad Reguladora Chilena y no tienen fecha de expiración, por lo que se consideran de carácter indefinido.

2.11 Activos intangibles

2.11.1 Plusvalía comprada

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

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

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

2.11.2 Servidumbres

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

2.11.3 Programas informáticos

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

2.11.4 Costos de investigación y desarrollo

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

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

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

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

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo a resultados. Adicionalmente se ha incurrido en costos

de desarrollo, los que han sido activados por M\$2.439.842 al 31 de diciembre de 2021 y M\$1.184.713 al 31 de diciembre de 2020.

2.12 Deterioro de los activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Sociedad revisa los valores en libros de su propiedad, planta y equipo y activos intangibles de vida útil definida para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro. Si existe tal indicio, se estima el importe recuperable del activo para determinar el alcance de la pérdida por deterioro (si la hubiere). Cuando el activo no genera flujos de efectivo independientes de otros activos, la Sociedad estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo. Cuando se puede identificar una base de asignación razonable y consistente, los activos corporativos también se asignan a unidades generadoras de efectivo individuales o, de lo contrario, se asignan al grupo más pequeño de unidades generadoras de efectivo para el cual se puede identificar una base de asignación razonable y consistente.

Los activos intangibles con una vida útil indefinida se someten a pruebas de deterioro al menos una vez al año y siempre que exista un indicio al final del año sobre el que se informa que el activo puede estar deteriorado.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de disposición y el valor en uso. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado del valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual se calculan los flujos de efectivo futuros. no han sido ajustados.

Si se estima que el valor recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor libro, el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su valor recuperable. Una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados.

Cuando una pérdida por deterioro se reversa posteriormente (como resultado de cualquier evento definido en la NIC 36), el valor libro del activo (o unidad generadora de efectivo) se incrementa a la estimación revisada de su monto recuperable, pero de manera que el valor libro incrementado no exceda el valor libro que se habría determinado si no se hubiera reconocido una pérdida por deterioro para el activo (o unidad generadora de efectivo) en años anteriores. Una reverso de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados en la medida en que elimina la pérdida por deterioro que se ha reconocido para el activo en años anteriores.

2.13 Arrendamientos

2.13.1 2.13.1 Sociedad actúa como arrendatario:

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

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

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

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

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

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

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

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

2.13.2 Sociedad actúa como arrendador:

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

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

2.14 Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el estado de situación financiera de la Sociedad y sus filiales 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.

2.14.1 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).

El Grupo 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

El Grupo 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 no derivados

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad y sus filiales han aplicado el enfoque simplificado de IFRS 9 para medir la pérdida 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 clientes por distribución asociados a las filiales de distribución de energía.

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.

2.14.2 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.

El Grupo 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.

2.14.3 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 y sus filiales pueden estar expuestas.

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 y sus filiales han 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 o gastos financieros.

a) Clasificación de los 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.

Derivados implícitos - La Sociedad ha establecido un procedimiento que permite evaluar la existencia de derivados implícitos en contratos financieros y no financieros. En caso de existir un derivado implícito, y si el contrato principal no es un instrumento financiero, el procedimiento determina si las características y riesgos del mismo no están estrechamente relacionados con el contrato principal, en cuyo caso requiere de una contabilización separada. En caso contrario, siendo el contrato principal un activo financiero, no se separa y se evalúa todo el contrato de acuerdo al modelo de negocio y características contractuales de sus flujos de efectivo.

El procedimiento consiste en una caracterización inicial de cada contrato que permite distinguir aquellos en los cuales podría existir un derivado implícito. En tal caso, dicho contrato se somete a un análisis de mayor profundidad determinado si el contrato principal es o no un instrumento financiero. Si producto de esta evaluación se determina que el contrato contiene un derivado implícito que requiera su contabilización separada, éste es valorizado y los movimientos en su valor razonable son registrados en la cuenta de resultados integrales, mientras que si no es separable, todo el contrato es sometido al modelo de negocio, y los movimientos en su valor razonable son registrados en estado de resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2021, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad que requieran ser contabilizados separadamente.

2.14.4 Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que ponga de manifiesto una participación residual en los activos de una entidad una vez deducidos todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por la Sociedad se registran al monto de la contraprestación recibida, netos los costos directos de emisión. Actualmente la Sociedad sólo tiene emitidas acciones ordinarias serie A y serie B.

2.15 Inventarios

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

2.16 Activos no corrientes disponibles para la venta

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

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

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

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

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el Estado Consolidado de Situación Financiera de la siguiente forma:

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

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

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

2.17 Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.17.1 Ingresos diferidos

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

“Ingresos de actividades ordinarias” del Estado Consolidado de Resultados Integrales en la medida que se devenga el servicio.

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

2.17.2 Subvenciones estatales

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

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

2.17.3 Obras en construcción para terceros

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

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000). Bajo este monto el grado de avance se determina en relación al costo incurrido en el proyecto, por sobre este monto, el avance se medirá de acuerdo a informes técnicos de avance.

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

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

2.18 Provisiones

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

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

2.19 Beneficios a los empleados

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

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

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 5,50% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.20 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.21 Impuesto a las ganancias

El 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%.

2.22 Reconocimiento de ingresos y costos

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

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

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

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

(i) Venta de Energía:

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

(ii) Comercialización:

Los ingresos de las ventas de energía eléctrica y potencia, como los ingresos por comercialización de energía eléctrica y potencia se registran sobre la base de entrega física a los distintos clientes, ya sea que estas se encuentren facturados o estimadas constituyen una obligación de desempeño. Los ingresos por Generación y Comercialización son reconocidos a lo largo del tiempo.

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

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

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

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

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

- (v) Ingresos por intereses:

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

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

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

2.23 Dividendos

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

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

2.24 Estado de flujos de efectivo

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

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

- **Actividades de inversión:** Son las actividades relacionadas con la adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiamiento:** Son las actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.

2.25 Reclasificaciones

Para efectos comparativos, ciertos montos han sido reclasificados en los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, principalmente en lo relacionado con traspaso de la provisión de estabilización VAD desde el corriente al no corriente (Ver Nota 7).

2.26 Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
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 mas 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 estas enmiendas no han tenido un efecto significativo en los resultados reportados en estos Estados Financieros, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023.
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.
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.

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

3.1 Generación eléctrica

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

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

- a) **Mercado de los grandes clientes:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 500 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados y, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.
- b) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) **Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias el que se establece por un período máximo de contrato de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales.

Independiente del mercado final al que abastezca un generador, las transferencias que se hacen entre los generadores participantes del sistema, se realizan al valor de costo marginal horario de éste. El encargado de realizar estos cálculos es la Gerencia de Mercados del CEN.

En los Sistemas Medianos como Aysén, Palena y Carrera , cuya operación y explotación están en manos de la filial Edelaysen, no hay condiciones de competencia en el mercado de generación. Por tanto, los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio específico realizado por la Comisión Nacional de Energía cada cuatro años.

3.2 Distribución

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

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

Cada cuatro años, la Comisión Nacional de Energía (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 utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que 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:

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, el precio 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 (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 en poste 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, 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, llamada Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley.

Desde su publicación se han realizado múltiples modificaciones a la Ley, 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. A continuación, se listan las últimas modificaciones realizadas.

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 número 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 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 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 del decreto tarifario 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 finales. 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 sería ser 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 10/12/19 mediante RE CNE N°763-19, perfeccionando 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 21/12/19 generó grandes cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución.

Los principales cambios son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% 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. Realizado con la vida útil de la empresa modelo. 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 del Ministerio de Energía publicada en el Diario Oficial el 02 de noviembre de 2019, crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 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 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 implementada 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 prorratarán en un número de cuotas mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

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 Comisión Nacional Energía, 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 y sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente. Para lograr los objetivos, la gestión de riesgos financieros se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

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

4.1 Riesgo financiero

Los flujos del Grupo, 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\$ 16.399.907. La deuda total ascendió a M\$ 169.724.335. El 100% de los préstamos son reembolsables después de más de 5 años (relacionados con bonos).

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

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas 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, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Para mitigar estos riesgos de tipo de cambio, es que las filiales Saesa, Frontel y STS durante el primer semestre de 2021 han 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 del Grupo, el 75% 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.

4.1.2.1 Análisis de Sensibilidad

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

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los años 2021 y 2020:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2021	31/12/2020		31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	171.730.481	278.044.839	0,5%	852.273	1.380.841

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, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

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. Al 31 de diciembre de 2021, el 95,92% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

A continuación, se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Capital e Intereses	Corriente				No Corriente				Totales 31/12/2021
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	2.945.562	5.799.112	16.606.232	15.260.076	14.897.846	15.519.542	88.889.660	62.400.368	222.318.398
Ariendos Financieros	114.417	270.806	321.805	263.774	166.370	-	-	-	1.137.172
Totales	3.059.979	6.069.918	16.928.037	15.523.850	15.064.216	15.519.542	88.889.660	62.400.368	223.455.570
Porcentualidad	1%	2%	8%	7%	7%	6%	39%	27%	100%

Capital e Intereses	Corriente				No Corriente				Totales 31/12/2021
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	1.441.569	4.141.781	8.202.528	14.653.755	14.313.978	13.974.230	70.542.423	86.848.306	214.118.570
Ariendos Financieros	106.750	313.770	319.436	299.533	233.978	103.699	260	-	1.377.426
Totales	1.548.319	4.141.781	8.202.528	14.653.755	14.313.978	13.974.230	70.542.423	86.848.306	212.677.001
Porcentualidad	1%	2%	4%	7%	6%	7%	33%	40%	100%

El riesgo de tasa de interés actualmente se considera bajo dado que toda la deuda es a tasas fijas y, como se indica en la tabla anterior, los intereses y el capital a pagar son a largo plazo.

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.

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

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

Al cierre de Diciembre 2021 se está discutiendo a nivel de Gobierno una prórroga de la Ley N°21.249 en el sentido de la extensión del plazo de no corte del suministro eléctrico hasta el 31 de Diciembre de 2022, mantener el prorrateo de las deudas de electricidad contraídas hasta en 48 cuotas sin intereses y además la entrega de subsidios a los clientes con vulnerabilidad y condonación de la deuda contraída, la cual en un porcentaje deberá ser asumida por la empresa prestadora del servicio.

En virtud de lo anterior, la Sociedad ha registrado al 31 de Diciembre de 2021 una provisión de deterioro por M\$2.436.601, considerando los efectos antes descritos en relación a los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

En el siguiente cuadro comparativo al 31 de diciembre de 2021, 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)	362.854.825	344.627.426
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	6.818.434	4.457.424
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,879%	1,293%

(*) Los Deudores Comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas ascendieron a M\$6.813.434 al 31 de diciembre de 2021(últimos 12 meses), aumentando un 24% respecto al monto registrado en año 2020 (M\$5.147.353).

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 sus filiales es responsable de la información contenida en estos Estados Financieros.

La preparación de los Estados Financieros Consolidados 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 Consolidados:

- 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:** El Grupo 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:** El Grupo 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 y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- 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 y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.
- Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y a sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura.
- 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	2.724.402	2.819.664
Saldo en bancos	1.976.718	4.536.460
Otros instrumentos de renta fija	11.698.787	31.503.974
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	16.399.907	38.860.098

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\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	3.635.801	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banchile Corredores de Bolsa S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AAAFm/M1(c)	-	7.831.818
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	3.635.071	3.510.048
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Itaú Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	2.206.241	7.627.595
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Santander Asset Management S.A. AGF	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	7.831.767
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1(c)	-	1.426.136
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	USD	AA+fm/M1(c)	-	2.846.191
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	1.026.314	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	498.133	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	175.190
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	697.227	-
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1(c)	-	255.229
Total Otros instrumentos de renta fija						11.698.787	31.503.974

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

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

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	15.054.772	34.410.310
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	1.345.135	4.449.788
Total Detalle por tipo de moneda		16.399.907	38.860.098

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	Flujos de efectivo						Cambios distintos de efectivo						31/12/2021	
	31-12-2020		Reembolsos de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos		Amortización
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$
Préstamos a corto plazo	-	(140.000.000)	(342.474)	140.000.000	-	-	342.474	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamiento financiero corriente	420.520	-	(2.090)	-	-	-	59.065	25.076	-	-	(131.117)	-	-	371.454
Arrendamiento financiero no corriente	956.906	-	(57.136)	-	-	(416.738)	-	37.577	-	41.411	131.117	-	-	693.137
Bonos	158.947.369	-	(5.730.994)	-	-	-	5.730.624	10.542.287	-	-	-	-	235.049	169.724.335
Préstamos en cuenta corriente	234	-	(340.079)	-	-	-	377.799	-	-	-	-	-	-	137.954
Préstamos en cuenta corriente, no corriente	364.000	(72.523.033)	-	-	153.869.127	-	-	-	-	-	-	-	-	81.710.094
Totales	160.689.029	(212.523.033)	(6.372.773)	140.000.000	153.869.127	(416.738)	6.509.962	10.604.940	-	41.411	-	-	235.049	252.636.974

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	Flujos de efectivo						Cambios distintos de efectivo						31/12/2020	
	31/12/2019		Reembolsos de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Traspasos		Amortización
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		M\$
Préstamos a corto plazo	-	(100.000.000)	(460.582)	100.000.000	-	-	460.582	-	-	-	-	-	-	-
Préstamos a largo plazo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arrendamientos financieros corrientes	308.370	-	(49.068)	-	-	-	48.168	(904)	-	-	113.954	-	-	420.520
Arrendamientos financieros no corrientes	341.534	-	-	-	-	(458.068)	-	22.779	-	1.164.615	(113.954)	-	-	956.906
Líneas de crédito	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonos	269.705.185	-	(8.705.568)	-	-	-	8.706.367	7.286.969	-	-	(118.226.108)	-	180.524	158.947.369
Préstamos en cuenta corriente, corrientes	44.327	-	(382.679)	-	-	-	339.304	10	(89)	-	(639)	-	-	234
Préstamos en cuenta corriente, no corrientes	39.777.985	(152.507.930)	-	-	115.796.464	-	-	-	-	447.481	(3.150.000)	-	-	364.000
Totales	310.177.401	(252.507.930)	(9.597.897)	100.000.000	115.796.464	(458.068)	9.554.421	7.308.854	447.392	1.164.615	(121.376.747)	-	180.524	160.689.029

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

Detalle del efectivo y equivalentes del efectivo	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Efectivo y equivalente al efectivo (estado de situación financiera)	-	38.860.098
Efectivo y equivalente al efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta	-	517.569
Efectivo y equivalente al efectivo (estado de flujo efectivo)	-	39.377.667

7 Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 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	91.837.646	73.524.348	13.033.635	6.031.565
Otras cuentas por cobrar, bruto	32.426.697	26.448.256	6.509.422	3.769.860
Totales	124.264.343	99.972.604	19.543.057	9.801.425

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	80.969.721	68.028.398	13.033.635	6.031.565
Otras cuentas por cobrar, neto	28.138.913	22.638.629	6.509.422	3.769.860
Totales	109.108.634	90.667.027	19.543.057	9.801.425

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	10.867.925	5.495.950	-	-
Otras cuentas por cobrar	4.287.784	3.809.627	-	-
Totales	15.155.709	9.305.577	-	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados 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\$
Facturados	79.318.536	61.686.438	3.232.541	2.910.608
Energía y peajes	49.653.188	39.658.731	-	-
Anticipos para importaciones y proveedores	9.296.862	3.367.135	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	2.860.547	3.373.102	-	-
Convenios de pagos y créditos por energía	4.871.652	3.156.028	2.276.463	1.366.934
Deudores materiales y servicios	3.450.312	2.530.744	70	109
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	5.852.695	4.847.341	859.330	1.282.474
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	176.928	557.998	95.249	256.288
Otros	3.156.352	4.195.359	1.429	4.803
No facturas o provisionados	42.654.870	34.874.978	13.033.635	6.031.565
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	9.695.753	7.027.722	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	14.200.720	12.478.389	13.033.635	6.031.565
Equidad tarifaria residencial	(478.147)	(17.157)	-	-
Energía en medidores (*)	18.766.132	14.376.663	-	-
Provisión ingresos por obras	398.661	937.610	-	-
Otros	71.751	71.751	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	2.290.937	3.411.188	3.276.881	859.252
Totales, bruto	124.264.343	99.972.604	19.543.057	9.801.425
Provisión deterioro	(15.155.709)	(9.305.577)	-	-
Totales, neto	109.108.634	90.667.027	19.543.057	9.801.425

(*) 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	4.871.652	3.156.028	2.276.463	1.366.934
Anticipos para importaciones y proveedores	9.296.862	3.367.135	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	3.259.208	4.310.712	-	-
Deudores materiales y servicios	3.450.312	2.530.744	70	109
Cuenta corriente al personal	2.290.937	3.411.188	3.276.881	859.252
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	5.852.695	4.847.341	859.330	1.282.474
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	176.928	557.998	95.249	256.288
Otros deudores	3.228.103	4.267.110	1.429	4.803
Totales	32.426.697	26.448.256	6.509.422	3.769.860
Provisión deterioro	(4.287.784)	(3.809.627)	-	-
Totales, neto	28.138.913	22.638.629	6.509.422	3.769.860

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

- Conceptos generados por diferencias entre los precios pagados a los generadores y los precios recaudados a los clientes, lo que a la fecha han generado saldos por cobrar al sistema de generación por M\$ 12.914.555 al 31 de diciembre de 2021 y M\$ 14.474.773 al 31 de diciembre de 2020.

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

- b) Otros conceptos por M\$(580.844) al 31 de diciembre de 2021 y por M\$(1.996.383) al 31 de diciembre de 2020, se refiere principalmente a ítems a adicionar o deducir a la tarifa de distribución por actividades de corte y reposición, ETR por incorporar en nuevos decretos y RGL. Este último corresponde a un descuento en la componente de energía de las tarifas reguladas (no sólo las residenciales), de las comunas intensivas en generación eléctrica, el que será asumido por aquellos usuarios de comunas que no son consideradas como intensivas en generación.

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

- c) Estabilización VAD: Este concepto nace con Producto de la Ley N°21.185, la que indica que los niveles de precios asociados al valor agregado de distribución permanecerán constantes hasta octubre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la correcta indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Se encuentra en curso el proceso de fijación noviembre 2020 – octubre 2024 donde se incorporarán estos saldos, los que serán reajustados sólo por IPC. El valor relacionado con este monto alcanza a M\$ 13.033.637 al 31 de diciembre de 2021 (M\$6.031.565 al 31 de diciembre 2020). Considerando que estos montos, de acuerdo a los decretos emitidos, y aclaraciones a los mismos durante este año, se podrán acumular hasta junio 2023 y se deberán extinguir a más tardar en diciembre 2027, la Sociedad no espera recuperar la totalidad de estos montos dentro de los siguientes 12 meses, por lo que han sido reclasificados desde el corriente al no corriente al 31 de diciembre de 2021. También para efectos comparativos también se reclasificó el saldo acumulado al 31 de diciembre de 2020.
- d) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2021 es de M\$128.651.691 y al 31 de diciembre 2020 es de M\$100.468.452.
- e) La Sociedad y sus filiales de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL 4/2006 artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. A diciembre de 2021 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a más de 561 mil clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes, es la siguiente:

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	472.322	46%
Comercial	35.410	27%
Industrial	2.104	10%
Otros	51.622	17%
Total	561.458	100%

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

f) 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	19.966.169	18.215.668
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.179.020	2.657.938
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.055.874	2.768.383
Con vencimiento mayor a doce meses	307.571	163.171
Totales	27.508.635	23.805.161

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

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

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

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

La Sociedad y sus filiales han 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 junio 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.

g) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

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	282.847	100.076.727	4.570	2.491.422	287.417	102.568.149
Entre 1 y 30 días	80.371	10.977.951	1.705	758.993	82.076	11.736.944
Entre 31 y 60 días	35.351	6.460.154	1.153	465.640	36.504	6.925.794
Entre 61 y 90 días	12.356	2.297.449	696	239.848	13.052	2.537.297
Entre 91 y 120 días	10.869	2.799.566	651	270.009	11.520	3.069.575
Entre 121 y 150 días	5.400	1.126.830	334	136.114	5.734	1.262.944
Entre 151 y 180 días	4.235	726.577	658	261.255	4.893	987.832
Entre 181 y 210 días	4.394	1.095.920	-	-	4.394	1.095.920
Entre 211 y 250 días	4.296	752.916	517	203.899	4.813	956.815
Más de 250 días	28.374	11.107.240	3.127	1.558.888	31.501	12.666.128
Total Estratificación de la cartera	468.493	137.421.332	13.411	6.386.068	481.904	143.807.400

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	326.244	74.798.167	4.943	2.962.653	331.187	77.760.820
Entre 1 y 30 días	71.568	8.824.231	1.515	727.677	73.083	9.551.908
Entre 31 y 60 días	30.846	5.271.980	810	535.980	31.656	5.807.960
Entre 61 y 90 días	13.513	2.827.563	417	350.212	13.930	3.177.775
Entre 91 y 120 días	7.822	1.311.798	275	143.876	8.097	1.455.674
Entre 121 y 150 días	6.284	1.484.346	168	55.174	6.452	1.539.520
Entre 151 y 180 días	2.872	559.877	156	49.621	3.028	609.498
Entre 181 y 210 días	2.419	314.181	141	34.770	2.560	348.951
Entre 211 y 250 días	4.673	1.139.084	151	33.519	4.824	1.172.603
Más de 250 días	21.470	7.959.146	1.279	390.174	22.749	8.349.320
Totales	487.711	104.490.373	9.855	5.283.656	497.566	109.774.029

h) Al 31 de diciembre de 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	12	61.279	9	35.950
Documentos por cobrar en cobranza judicial	569	2.770.707	582	2.527.364
Total Cartera en protestada y en cobranza judicial	581	2.831.986	591	2.563.314

i) 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	9.305.577	7.887.772
Aumentos (disminuciones)	6.813.434	5.147.353
Efecto división Saesa / Saesa Tx (*)	-	(684.929)
Montos castigados	(963.302)	(3.044.619)
Total movimientos	5.850.132	1.417.805
Saldo final	15.155.709	9.305.577

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

j) El detalle de las provisiones y castigos durante los años diciembre 2021 y 2020, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	5.737.240	6.241.581
Provisión cartera repactada	1.076.194	(1.779.157)
Castigos del año	(963.302)	(3.044.619)
Totales	5.850.132	1.417.805

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

8 Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

8.1 Accionistas

El detalle de los accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2021, es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	% Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	371.662.703	8.997.476.985.802	8.997.848.648.505	99,916368%
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	375.450	6.761.257.700	6.761.633.150	0,075084%
Cóndor Holding SpA	248.037.779	-	248.037.779	0,002754%
Sociedad Inmobiliaria Rahue Ltda.	4.122	123.662.933	123.667.055	0,001373%
Inmobiliaria Santa Alicia Ltda.	1.962	58.849.343	58.851.305	0,000654%
Finkelstein Veliz, Clara Lea	1.418	42.542.841	42.544.259	0,000472%
Inversiones Correntoso Ltda.	1.307	39.211.746	39.213.053	0,000435%
Bravo Michell, Clodomiro	884	26.521.860	26.522.744	0,000295%
Conca Hnos. Ltda.	791	23.730.085	23.730.876	0,000264%
Radiodifusoras Australes Soc. Ltda.	686	20.589.339	20.590.025	0,000229%
Sucesión Elena Trencha V. de Garrido	577	17.321.694	17.322.271	0,000192%
Otros minoritarios	5.639	169.283.076	169.288.715	0,001880%
Totales	620.093.318	9.004.759.956.419	9.005.380.049.737	100,00%

8.2 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

Los préstamos entre compañías se regulan dentro de un marco de administración consolidada de caja que recae principalmente en la Sociedad, la relacionada Frontel y la matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A., encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	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\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Final	CLP	1.205.347	1.205.347	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	-	6.472	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	-	-	2.741.250
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	14.760	14.683	-	-
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	-	5.885.481	2.576.928
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Más de 1 año	Matriz Común	CLP	293.595	122.498	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	3.138	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	-	-	4.361.434
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 1 año	Matriz Común	CLP	3.355.174	1.149.162	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	-	11.754	-	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	2.243	2.243	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	16.925	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	CLP	-	-	-	2.333.166
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	5.109.635	1.984.618	-	-
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz Común	USD	19.533	869	-	-
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz Común	USD	-	-	3.706.446	3.478.371
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	335.021	-	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	98.606	-	-	-
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	30.713	-	-	-
77.227.565-K	Saesa Innovate Soluciones SPA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	3.154.049	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	59.876	-	-	-
Totales							13.343.531	4.852.730	9.591.927	15.491.149

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\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Compra energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.941.905	1.580.606	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	9.660	21.415	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	136.447	235	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	81.047.766	364.000
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	5.753.034	43.230.010	-	-
76.024.762-6	Cóndor Holding SPA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	159	1.192	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz Final	CLP	4.323	32.486	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	1.118	-	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	540.000	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Dividendos por pagar (filial Luz Osorno)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.020	1.282	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	389	-	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	122.328	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.763.061	1.001.720	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Materiales - Costo de personal (Saesa y filiales)	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	427.867	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 1 año	Matriz Común	CLP	150.318	-	-	-
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	235	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	-	55.259	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	277	259	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	2.299	2.151	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	-	259	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	-	2.151	-	-
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	UF	273.220	-	-	-
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	UF	15.369	-	-	-
Totales							10.480.466	45.929.260	81.710.094	364.000

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\$
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz común	Compra energía y potencia	361.299	(6.674.961)	(9.011.392)	(9.011.392)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Servicio costo de personal	-	-	4.957.334	4.957.334
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Peajes (neto)	-	-	(48.668)	(48.668)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Mantenimiento sistema	-	-	76.224	76.224
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	122.717	(686)	2.350.091	98.039
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	541.118	(1.798)	(44.327)	(104.960)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Intereses Préstamos en cuenta corriente	80.819.978	(375.314)	(24.033.765)	(182.994)
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos	30.713	-	(61.644)	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Dividendos por pagar	(37.476.976)	-	30.794.243	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Recuperación de gastos-materiales	427.867	-	781.777	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Indirecta	Dividendos	-	-	(302.239)	-
76.230.505-4	Eletrans S.A.	Indirecta	Mantenimiento y operación	-	-	(285.403)	-
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	-	(2.506.000)	(481.511)
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(2.747.722)	31.368	(5.089.370)	385.778
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	3.308.630	247.997	(6.553.000)	(170.775)
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	(2.350.091)	28.139	-	-
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	246.739	112.153	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz común	Intereses Préstamos en cuenta corriente	-	19.530	-	-

8.3 Directorio y personal clave de la gerencia

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

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

En sesión celebrada con fecha 12 de mayo de 2021, el Directorio de la Sociedad procedió a elegir como Presidente del Directorio 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, Christopher Powell y Jonathan Reay.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones con el Directorio

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

Director	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	2.299	2.151
Jorge Lesser García-Huidobro	-	2.151
Totales	2.299	4.302

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, Christopher Powell y Jonathan Reay renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Saesa. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2021 y 2020 son las siguientes:

Director	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	29.637	28.268
Jorge Lesser García-Huidobro	29.618	28.268
Totales	59.255	56.536

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

El equipo gerencial de la Sociedad al 31 de diciembre de 2021 y 2020, lo componen un Gerente General, 13 Gerentes de Área y 16 Subgerentes.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$3.987.614 al 31 de diciembre de 2021 y a M\$3.810.191 al 31 de diciembre de 2020.

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

siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivos asciende a M\$1.948.114 al 31 de diciembre de 2021 y M\$1.763.118 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	24.533.347	23.816.586	716.761
Materiales en tránsito	1.854.413	1.854.413	-
Petróleo	540.516	540.516	-
Total Clases de Inventarios	26.928.276	26.211.515	716.761

Al 31 de diciembre de 2020:

Clases de Inventarios	31/12/2020		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	21.553.543	21.018.501	535.042
Materiales en tránsito	1.339.027	1.339.027	-
Existencias para venta al detalle de productos y servicios	2.429.545	2.360.091	69.454
Petróleo	243.671	243.671	-
Total Clases de Inventarios	25.565.786	24.961.290	604.496

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$112.265 para el año diciembre 2021 y un cargo de M\$166.955 para el año diciembre 2020.

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	33.622.583	24.390.529
Otros gastos, por naturaleza (**)	2.911.469	3.248.365
Total Inventarios utilizados durante el período según gasto	36.534.052	27.638.894

(*) Ver Nota 24.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2021 ascienden M\$28.468.799 (M\$27.122.556 en 2020) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2021 ascienden a M\$2.970.909 (M\$1.008.462 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	1.316.456	-
IVA crédito fiscal por recuperar, remanente (1)	5.579.895	3.097.900
Crédito sence	149.661	-
Crédito activo fijo	81.258	-
Impuesto por recuperar año anterior	532.142	510.292
Totales	7.659.412	3.608.192

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 (*)	1.338.394	26.206.537
IVA débito fiscal	4.415.400	2.549.484
Otros	114.494	107.297
Totales	5.868.288	28.863.318

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

11 Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

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

Activos intangibles, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos intangibles identificables, neto	20.291.078	3.400.703
Servidumbres	3.297.448	3.285.450
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	16.885.087	6.710

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Activos intangibles identificables, bruto	29.347.539	10.715.343
Servidumbres	3.297.448	3.285.450
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	25.941.548	7.321.350

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(9.056.461)	(7.314.640)
Software	(9.056.461)	(7.314.640)

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

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	3.285.450	108.543	6.710	3.400.703
Traslados (activación obras en curso)	11.998	-	18.621.983	18.633.981
Retiros valor bruto	-	-	(1.785)	(1.785)
Retiros y traspasos amortización acumulada	-	-	1.785	1.785
Gasto por amortización	-	-	(1.743.606)	(1.743.606)
Total movimientos	11.998	-	16.878.377	16.890.375
Saldo final al 31/12/2021	3.297.448	108.543	16.885.087	20.291.078

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	38.028.062	108.543	857.709	38.994.314
Traslados (activación obras en curso)	-	-	370.695	370.695
Retiros y traspasos amortización acumulada	(20.000)	-	-	(20.000)
Gasto por amortización	-	-	(844.641)	(844.641)
División Saesa Tx	(34.722.612)	-	(377.053)	(35.099.665)
Total movimientos	(34.742.612)	-	(850.999)	(35.593.611)
Saldo final al 31/12/2020	3.285.450	108.543	6.710	3.400.703

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

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

12 Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las unidades generadoras de efectivo o grupos de éstas a las que está asignada y los saldos al 31 de diciembre de 2021 y 31 de diciembre de 2020:

RUT	Sociedad	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	124.944.061	124.944.061
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	49.471.945	49.471.945
Totales		174.416.006	174.416.006
	División Saesa / Saesa Tx (*) (Nota 1a.1)	(66.109.123)	(66.109.123)
Totales		108.306.883	108.306.883

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

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

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

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

RUT	Sociedad	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	95.306.883	95.306.883
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	10.000.000	10.000.000
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	3.000.000	3.000.000
Totales		108.306.883	108.306.883

13 Propiedades, Planta y Equipo

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	376.852.976	346.058.700
Terrenos	8.931.894	8.719.728
Edificios	8.752.414	8.145.136
Planta y equipo	245.965.224	219.930.697
Equipamiento de tecnologías de la información	992.423	1.337.092
Instalaciones fijas y accesorios	650.225	661.736
Vehículos de motor	4.696.977	3.709.239
Construcciones en curso	99.123.542	97.320.298
Otras propiedades, planta y equipo	7.740.277	6.234.774

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	518.324.412	475.653.601
Terrenos	8.931.894	8.719.728
Edificios	15.060.964	14.482.667
Planta y equipo	366.768.103	330.501.695
Equipamiento de tecnologías de la información	5.351.005	5.295.427
Instalaciones fijas y accesorios	2.614.617	2.459.964
Vehículos de motor	6.912.338	5.688.654
Construcciones en curso	99.123.542	97.320.298
Otras propiedades, planta y equipo	13.561.949	11.185.168

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	(141.471.436)	(129.594.901)
Edificios	(6.308.550)	(6.337.531)
Planta y equipo	(120.802.879)	(110.570.998)
Equipamiento de tecnologías de la información	(4.358.582)	(3.958.335)
Instalaciones fijas y accesorios	(1.964.392)	(1.798.228)
Vehículos de motor	(2.215.361)	(1.979.415)
Otras propiedades, planta y equipo	(5.821.672)	(4.950.394)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2021 y año 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	8.719.728	8.145.136	219.930.697	1.337.092	661.736	3.709.239	97.320.298	6.234.774	346.058.700
Adiciones	-	-	5.310.729	-	-	-	39.686.789	38.488	45.036.006
Traslados (activación obras en curso)	498.123	1.208.328	32.156.678	168.752	176.856	1.778.102	(37.680.125)	1.693.286	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	-	(505.434)	14.040	(15.333)	6.955	(203.420)	703.192	-
Retiros valor bruto	(285.957)	(690.031)	(695.565)	(127.214)	(6.870)	(561.373)	-	(58.185)	(2.365.195)
Retiros y trasposos depreciación acumulada	-	350.618	2.102.103	127.215	6.309	597.879	-	60.453	3.244.577
Gasto por depreciación	-	(321.637)	(12.333.984)	(527.462)	(172.473)	(833.825)	-	(931.731)	(15.121.112)
Total movimientos	212.166	607.278	26.034.527	(344.669)	(11.511)	987.738	1.803.244	1.505.503	30.794.276
Saldo final al 31/12/2021	8.931.894	8.752.414	245.965.224	992.423	650.225	4.696.977	99.123.542	7.740.277	376.852.976

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	15.069.676	9.800.934	338.545.316	1.152.799	666.665	2.430.066	169.432.206	4.220.672	541.318.334
Adiciones	-	-	4.209.448	-	-	-	95.928.714	660.581	100.798.743
Traslados (activación obras en curso)	929.195	617.436	50.240.016	982.661	201.563	2.465.591	(59.095.756)	3.659.294	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	(820)	3.099.623	(67.943)	164.336	-	(3.118.576)	(76.620)	-
Retiros valor bruto	-	-	(2.422.271)	(9.496)	(39.405)	(797.474)	-	(23.946)	(3.292.592)
Retiros y trasposos depreciación acumulada	-	15.745	2.437.741	12.794	39.050	667.921	-	114.979	3.288.230
Gasto por depreciación	-	(386.201)	(16.456.950)	(607.652)	(247.048)	(583.759)	-	(811.811)	(19.093.421)
División Activos STS	(7.279.143)	(1.901.958)	(159.722.226)	(126.071)	(123.425)	(473.106)	(105.826.290)	(1.508.375)	(276.960.594)
Total movimientos	(6.349.948)	(1.655.798)	(118.614.619)	184.293	(4.929)	1.279.173	(72.111.908)	2.014.102	(195.259.634)
Saldo final al 31/12/2020	8.719.728	8.145.136	219.930.697	1.337.092	661.736	3.709.239	97.320.298	6.234.774	346.058.700

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los Bienes de Propiedades, Planta y Equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización”, en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.
- La Sociedad y sus filiales cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presenta montos significativos de bienes que se encuentren fuera de servicio o retirados de su uso activo.
- Los activos presentados en propiedad, planta y equipos no poseen restricciones de ningún tipo en favor de terceros, ni han sido entregados en garantía.

14 Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

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	9.472	1.340.781	1.350.253
Adiciones	32.110	9.303	41.413
Gasto por amortización	(31.349)	(433.350)	(464.699)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	1.487	61.164	62.651
Total movimientos	2.248	(362.883)	(360.635)
Saldo final al 31/12/2021	11.720	977.898	989.618

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	13.740	597.105	610.845
Adiciones	27.698	1.136.918	1.164.616
Gasto por amortización	(32.293)	(414.789)	(447.082)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	327	21.547	21.874
Total movimientos	(4.268)	743.676	739.408
Saldo final al 31/12/2020	9.472	1.340.781	1.350.253

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	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	107.527	227.051	334.578	306.509	237.861	108.762	-	-	-	653.132
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.562	1.725	4.287	1.880	1.972	2.068	-	-	-	5.920
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.185	12.062	17.247	8.284	-	-	-	-	-	8.284
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					118.708	252.746	371.454	330.737	251.570	110.830	-	-	-	693.137

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	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	95.656	290.793	386.449	302.173	287.506	223.114	101.759	260	-	914.812
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	2.291	7.040	9.331	5.703	1.763	1.850	1.940	-	-	11.256
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	5.517	4.167	9.684	-	-	-	-	-	-	-
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.342	7.699	10.041	8.225	8.628	7.298	-	-	-	24.151
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	944	4.071	5.015	3.335	1.636	1.716	-	-	-	6.687
Totales					106.750	313.770	420.520	319.436	299.533	233.978	103.699	260	-	956.906

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado de Resultados Integrales por el año terminado al 31 de diciembre de 2021, se incluye un gasto por M\$703.043 (M\$912.206 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, el Grupo no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

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

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

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

Ingresos y gastos filial STS (Antigua “STS”):

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		
Ingresos de actividades ordinarias	-	32.643.534
Otros ingresos	-	1.219.032
Materias primas y consumibles utilizados	-	(445.833)
Gastos por beneficios a los empleados	-	(3.567.453)
Gasto por depreciación y amortización	-	(4.869.261)
Otros gastos, por naturaleza	-	(4.955.201)
Otras ganancias (pérdidas)	-	2.997.733
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	-	-
Ingresos financieros	-	84.584
Costos financieros	-	(1.449.905)
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	-	106.587
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	176.872
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-	(376.826)
Resultados por unidades de reajuste	-	(2.972.239)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	18.591.624
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	-	(4.353.727)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	14.237.897

Ingresos y Gastos Activos de Transmisión

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		
Ingresos de actividades ordinarias	-	1.122.654
Otros ingresos	-	-
Materias primas y consumibles utilizados	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	-	-
Gasto por depreciación y amortización	-	(126.079)
Otros gastos, por naturaleza	-	(355.328)
Otras ganancias (pérdidas)	-	-
Ganancias (pérdidas) de actividades operacionales	-	-
Ingresos financieros	-	-
Costos financieros	-	-
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	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	-	-
Resultados por unidades de reajuste	-	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	641.247
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	-	(173.137)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	468.110

16 Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1 Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por impuesto a las ganancias	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto por impuestos corrientes	5.455.616	43.075.725
Otro gasto por impuestos corrientes	1.827	(156.603)
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	5.457.443	42.919.122
Impuestos diferidos		
Gasto por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(1.775.621)	2.174.558
Total Gasto por Impuestos diferidos, neto	(1.775.621)	2.174.558
Total Gasto por impuesto a las ganancias	3.681.822	45.093.680

Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	45.994	94
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(633.135)	112.174
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	(587.141)	112.268

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	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	23.075.277	174.966.514
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(6.230.325)	(47.240.959)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	1.274.017	41.560.357
Efecto fiscal de ingreso (gasto) no deducible para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1.144.736)	(39.876.063)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(477.994)	(41.773)
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable por impuestos (*)	2.897.216	504.758
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	2.548.503	2.147.279
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(3.681.822)	(45.093.680)
Tasa impositiva efectiva	15,96%	25,77%

(*) En otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable por impuesto lo más representativo es, corrección monetaria tributaria de las inversiones M\$(5.515.763), corrección monetaria tributaria del patrimonio M\$8.413.565.

16.2 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	146.067	762.968
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	4.085.337	2.505.684
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	378.488	350.437
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	193.525	163.214
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	673.413	863.977
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	69	69
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	396.791	-
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.016.050	1.028.564
Impuestos diferidos relativos a arriendos	21.462	9.053
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	11.945	16.769
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	15.199	15.199
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	6.938.346	5.715.934

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	20.301.983	20.074.022
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	104.073	251.611
Impuestos diferidos relativos a arriendos	1.219	1.716
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	20.407.275	20.327.349

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

Diferencias temporarias, neto	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	6.938.346	5.715.934
Pasivo por impuestos diferidos	(20.407.275)	(20.327.349)
Total Diferencias temporarias, neto	(13.468.929)	(14.611.415)

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado Consolidado de Situación Financiera por los años 2021 y año 2020, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	5.715.934	8.660.330	20.327.349	44.364.214
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.855.547	431.203	79.926	4.636.202
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	(633.135)	112.174	-	-
Incremento (decremento) por División Saesa / Saesa Tx(Nota 1a.1)	-	(3.487.773)	-	(28.673.067)
Total movimientos	1.222.412	(2.944.396)	79.926	(24.036.865)
Saldo final	6.938.346	5.715.934	20.407.275	20.327.349

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

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

17 Otros Pasivos Financieros Corrientes y no Corrientes

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$
Bonos	4.093.345	1.196.807	165.630.990	157.750.562
Totales	4.093.345	1.196.807	165.630.990	157.750.562

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público, Bonos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2021								
							Corrientes			No corrientes					Total No corrientes
							Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años	Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años		
							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	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$							
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	1.717.762	1.408.717	3.126.479	2.817.434	2.817.434	2.817.434	2.817.434	16.437.038	27.706.774
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	-	476.840	476.840	7.043.586	7.043.586	7.043.586	7.043.586	48.359.238	76.533.582
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	-	490.026	490.026	-	-	-	-	61.390.634	61.390.634
Totales							1.717.762	2.375.583	4.093.345	9.861.020	9.861.020	9.861.020	9.861.020	126.186.910	165.630.990

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tipo de amortización	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2020									
							Corrientes			No corrientes						
							Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años		Más de 3 años hasta 5 años		Más de 5 años		Total No corriente
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años		
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	Semestral	3,60%	Sin garantía	289.885	-	289.885	2.642.760	2.642.760	2.642.760	2.642.760	17.981.769	28.552.809	
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	Semestral	3,75%	Sin garantía	-	447.276	447.276	-	6.606.901	6.606.901	6.606.901	51.839.678	71.660.381	
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	Semestral	3,20%	Sin garantía	459.646	-	459.646	-	-	-	-	57.537.372	57.537.372	
Totales							749.531	447.276	1.196.807	2.642.760	9.249.661	9.249.661	9.249.661	127.358.819	157.750.562	

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

Sociedad	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocado UF
SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11-02-2012	22-09-2012	José Musalem Saffie	05-10-2011	1.000.000
SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29-09-2004	29-11-2012	José Musalem Saffie	20-12-2012	2.500.000
SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26-10-2012	29-09-2014	José Musalem Saffie	27-11-2014	2.000.000

17.1 Instrumentos derivados

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

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no hay instrumentos derivados.

18 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	83.300.730	55.152.676
Otras cuentas por pagar	7.310.894	5.689.582
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	90.611.624	60.842.258

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	51.106.542	32.085.426
Proveedores por compra de combustible y gas	1.010.113	344.597
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	2.276.642	1.968.619
Cuentas por pagar por bienes y servicios	28.907.433	20.754.034
Dividendos por pagar a terceros	69.913	117.608
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	300.748	314.303
Otras cuentas por pagar	6.940.233	5.257.671
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	90.611.624	60.842.258

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	9.959.643	64.915.389	8.425.698	83.300.730
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	9.959.643	64.915.389	8.425.698	83.300.730

Proveedores con pago al día	31/12/2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	9.643.475	34.868.598	10.640.603	55.152.676
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	9.643.475	34.868.598	10.640.603	55.152.676

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\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	2.899.648	3,48%
Gm Holdings S.A	76.240.103-7	2.063.924	2,48%
Enel Generacion Chile S.A	91.081.000-6	1.086.463	1,30%
Zhongli Science And Techn	Proveedor Extranjero	1.043.898	1,25%
Telecom Y Electricidad S.A.	96.524.340-2	876.911	1,05%
Cge S.A.	76.411.321-7	863.116	1,04%
Cam Chile S. A.	96.543.670-7	828.245	0,99%
Gia Petroleo De Chile Cop	99.520.000-7	779.112	0,94%
Ingelsur A.T Ltda	76.180.060-4	764.364	0,92%
Transec S. A.	76.555.400-4	760.865	0,91%
Centelsa	Proveedor Extranjero	736.314	0,88%
Coasin Chile S.A.	82.049.000-2	606.111	0,73%
Huemul Energía Spa	76.580.849-9	576.979	0,69%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		44.018.331	52,84%
Otros Proveedores		25.396.449	30,49%
Totales		83.300.730	100,00%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2020	
		M\$	%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	1.153.714	2,09%
Enel Generacion Chile S.A	91.081.000-6	1.148.698	2,08%
Zhongli Science And Techn	Proveedor Extranjero	950.124	1,72%
Cam Chile S. A.	96.543.670-7	891.909	1,62%
Transec S. A.	76.555.400-4	866.675	1,57%
H Briones S.A.	92.519.000-4	673.355	1,22%
Sap Chile Ltda.	76.255.466-6	639.814	1,16%
Telecom Y Electricidad S.A	96.524.340-2	622.033	1,13%
Ibm De Chile S.A.C	92.040.000-0	572.062	1,04%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		30.881.725	55,99%
Otros Proveedores		16.752.567	30,37%
Totales		55.152.676	100%

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

19 Instrumentos Financieros

19.1 Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	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	4.701.120	11.698.787	-	16.399.907
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	128.651.691	-	-	128.651.691
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	22.935.458	-	-	22.935.458
Totales Activos financieros	156.288.269	11.698.787	-	167.987.056

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	7.356.124	31.503.974	-	38.860.098
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	100.468.452	-	-	100.468.452
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	20.343.879	-	-	20.343.879
Totales Activos financieros	128.168.455	31.503.974	-	159.672.429

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2021		
	A costo amortizado	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	169.724.335	-	169.724.335
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	1.064.591	-	1.064.591
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	90.611.624	-	90.611.624
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	92.190.560	-	92.190.560
Totales Pasivos financieros	353.591.110	-	353.591.110

Pasivos financieros	31/12/2020		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	158.947.369	-	158.947.369
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	1.377.426	-	1.377.426
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	60.842.258	-	60.842.258
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	46.293.260	-	46.293.260
Totales Pasivos financieros	267.460.313	-	267.460.313

19.2 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	2.724.402	2.724.402
Saldo en bancos	1.976.718	1.976.718
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	109.108.634	109.108.634

Pasivos financieros	31/12/2021	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	169.724.335	173.185.934
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	1.064.591	1.064.591
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	90.611.624	90.611.624

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.
- El Valor Justo de los Bonos, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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.

20 Provisiones

20.1 Provisiones corrientes

20.1.1 Otras Provisiones corrientes

a) El desglose 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 (*)	2.467.566	3.207.680
Totales	2.467.566	3.207.680

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios.

b) El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	3.207.680	3.207.680
Provisiones adicionales	520.917	520.917
Provisiones no utilizadas	(838.286)	(838.286)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	40.704	40.704
Provisiones utilizadas	(463.449)	(463.449)
Total movimientos	(740.114)	(740.114)
Saldo final al 31/12/2021	2.467.566	2.467.566

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	3.459.594	3.459.594
Provisiones adicionales	571.123	571.123
Provisiones no utilizadas	(165.352)	(165.352)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	380.819	380.819
Provisiones utilizadas	(586.800)	(586.800)
División Saesa / Saesa Tx (Nota 1a.1)	(451.704)	(451.704)
Total movimientos	(251.914)	(251.914)
Saldo final al 31/12/2020	3.207.680	3.207.680

20.1.2 Provisiones Corrientes, por beneficios a los empleados

a) El desglose 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)	1.401.808	1.297.913
Provisión por beneficios anuales	4.890.878	4.935.793
Totales	6.292.686	6.233.706

El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 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	1.297.913	4.935.793	6.233.706
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.149.093	5.619.710	6.768.803
Provisiones utilizadas	(1.045.198)	(5.664.625)	(6.709.823)
Total movimientos	103.895	(44.915)	58.980
Saldo final al 31/12/2021	1.401.808	4.890.878	6.292.686

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	1.389.061	5.603.451	6.992.512
Incremento (decremento) en provisiones existentes	250.084	5.701.903	5.951.987
Provisiones utilizadas	(111.716)	(5.451.978)	(5.563.694)
División Saesa / Saesa Tx (Nota 1a.a)	(229.516)	(917.583)	(1.147.099)
Total movimientos	(91.148)	(667.658)	(758.806)
Saldo final al 31/12/2020	1.297.913	4.935.793	6.233.706

20.2 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 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	8.031.459	9.707.671
Totales	8.031.459	9.707.671

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$795.440.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 11,96 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	MS
1	795.440
2	554.632
3	464.243
4	421.455
5	446.740
6	2.901.988

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

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	9.707.671
Costo por intereses	662.328
Costo del servicio del ejercicio	667.029
Pagos realizados en el ejercicio	(660.625)
Variación actuarial	(2.344.944)
Total movimientos	(1.676.212)
Saldo final al 31/12/2021	8.031.459

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	9.695.094
Costo por intereses	316.429
Costo del servicio del ejercicio	1.181.856
Pagos realizados en el ejercicio	(152.993)
Efecto actuarial del año	201.864
Variación actuarial	289.059
División Saesa / Saesa Tx (nota 1a.1)	(1.823.638)
Total movimientos	12.577
Saldo final al 31/12/2020	9.707.671

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

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
	M\$	M\$
Costo por intereses	662.328	316.429
Costo del servicio del período	667.029	1.194.062
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	1.329.357	1.510.491
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	(2.344.944)	201.864
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	(1.015.587)	1.712.355

c) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2021.

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

d) 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	924.108	(785.232)

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	(765.829)	885.252

20.3 Juicios y multas

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

20.3.1 Juicios

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

Razón social	Nombre abreviado	Tribunal	N° Rol	Materia	Partes involucradas	Etapas procesales	Cantidad M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Policía Local de Uanquihue	70558-2016	Demanda por Ley del Consumidor	Perez con Saesa	Pendiente en primera instancia	10.581
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado Cobranza Laboral Osorno	C-121-2016	Laboral/ Ley Bustos.	Care con Saesa	Pendiente primera instancia	50.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1° Juzgado Civil de Osorno	C-2231-2017	Colectiva Consumidor Temporales de Junio.	SERNAC con SAESA	Pendiente Corte Suprema	77.938
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado Civil de Puerto Montt	C-1380-2019	Indemnización perjuicios	Kristen con SAESA	Pendiente Corte Suprema	98.432
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1° Juzgado Policía Local de Valdivia	3176-2019	Consumidor	Ramos con SAESA	Pendiente primera instancia	642
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-1755-2019	Indemnización perjuicios fallecimiento Hector Ojeda	Barrientos y Otro con SAESA	Pendiente primera instancia	204.748
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado Civil de Valdivia	C-3785-2019	Indemnización perjuicios	Weksler Luis con SAESA	Pendiente primera instancia	106.619
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado Civil de Osorno	C-4408-2019	Indemnización de perjuicios incendio	Stange con SAESA	Pendiente primera instancia	89.800
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-2733-2019	Indemnización de perjuicios Accidente	Alvarado con SAESA	Pendiente primera instancia	144.732
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Castro	C-814-2020	Indemnización perjuicios	Miranda Johanna con SAESA	Pendiente primera instancia	204.748
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	2° Juzgado de Policía Local de Osorno	5406-2020	Indemnización perjuicios Ley consumidor	Gebauer Radomir y Otros con SAESA	Pendiente primera instancia	14.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Añud	C-470-2020	Indemnización perjuicios	Hernández José con SAESA	Pendiente primera instancia	228.067
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado Policía Local de Quellón	118-2021	Consumidor	Mariman Elizabeth con SAESA	Pendiente primera instancia	30.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado de Letras de Los Lagos	C-94-2021	Demanda reivindicatoria	Quijada Samuel con SAESA	Pendiente primera instancia	Indeterminado
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado Policía Local de Panguipulli	1720-2021	Demanda Ley consumidor	Quintuman QJ Jessica con SAESA	Pendiente primera instancia	20.000
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1° Juzgado de Policía Local Osorno	6206-2021	Querrela infraccional Ley consumidor	SERNAC con SAESA	Pendiente primera instancia	62.297
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Juzgado del Trabajo de Valdivia	O-156-2021	Demanda laboral subsidiaria	Antillanca Alberto con Cam Chile S.A. y SAESA	Pendiente primera instancia	11.551
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1° Juzgado Civil de Chillán	C-1385-2021	Demanda indemnización de perjuicios	Camus A. Martín y otros con Jara David, Soc. Com. Karin II Ltda, SAESA y Ingenova	Pendiente primera instancia	411.000
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1609-2021	Gestión Preparatoria Notif. Judicial de Factura	CHITA SpA con Edelaysen	Pendiente primera instancia	3.881
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	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
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	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
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	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
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	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
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Juzgado Letras de Chaitén	C-48-2020	Juicio Sumario Servidumbre	Rodríguez Alonso con Edelaysen	Pendiente primera instancia	70.000
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	1° Juzgado de Policía Local Osorno	6205-2021	Querrela infraccional Ley consumidor	SERNAC con Edelaysen	Pendiente primera instancia	Indeterminado
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2240-2020	Indemnización de perjuicios	Fuentealba con Municipalidad Osorno y Luz Osorno	Pendiente primera instancia	52.000
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	1° Juzgado de Policía Local Osorno	5940-2021	Querrela infraccional Ley consumidor	SERNAC con Luz Osorno	Pendiente primera instancia	Indeterminado

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad y sus filiales han realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación para ellas. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar, que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

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

20.3.2 Multas

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

Razón social	Nombre abreviado	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores							
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	7.719	14/04/2020	DIR. TRABAJO	Laborales.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	178
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	954	31/03/2008	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	21.668
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	1.428	08/05/2014	VIALIDAD	Falta de permiso.	Excepciones	16.251
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	27.023	02/01/2019	SEC	Incumplir obligaciones de poda accidente Isla Tenglo	Pendiente Reposición	54.171
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	27.006	28/12/2018	SEC	Indices 2015-2016	Reclamo de Ilegalidad	226.326
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	32.376	14/04/2020	SEC	Incumplir obligaciones de mantención	Recurso de Reposición	27.086
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	34.854	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020	Reposición	5.417
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	299	04/02/2013	VIALIDAD	No solicitar permiso para atresado.	Pendiente Recurso de Reposición - Decaimiento AA	8.126
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	14.660	04/08/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.834
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	34.860	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020	Reposición	542
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	12.389	17/02/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	10.834
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	34.861	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020	Reposición	542
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	1.870	30/09/2021	DIR. TRABAJO	No vigilar empresa principal el cumplimiento a las empresas contratistas sobre medidas de seguridad	Pendiente reclamación	1.083

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

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

21 Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 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)	21.772.775	27.587.765	-	-
Otras obras de terceros	6.053.823	6.651.120	-	-
Otros pasivos no financieros (*)	-	-	54.396	65.722
Total Otros pasivos no financieros	27.826.598	34.238.885	54.396	65.722

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

22 Patrimonio

22.1 Patrimonio Neto de la Sociedad

22.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 el capital social de SAESA asciende a M\$219.326.076. El capital está representado por 620.093.318 acciones serie A y 9.004.759.956.419 acciones serie B totalmente suscritas y pagadas.

Las acciones serie A tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias. Por su parte, las acciones serie B tienen todos los derechos que la normativa vigente les confiere a las acciones ordinarias pero que gozan de la preferencia para convocar a juntas de accionistas (tendrán el privilegio de convocar juntas ordinarias y extraordinarias de accionistas, cuando lo soliciten, a lo menos, el 5% de estas acciones) y la limitación para elegir Directores (no tendrán derecho a elegir Directores).

22.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2021, se aprobó el pago de un dividendo final de \$0,005605230100 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020, lo que significó un pago de M\$50.477.228. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2021.

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

22.1.3 Otras reservas

Los saldos por naturaleza y destino de Otras reservas al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

Al 31 de diciembre de 2021

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2021	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Saldo final al 31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	5.195.445	-	-	5.195.445
Reserva de coberturas negocios conjuntos, neta de impuestos	(292.261)	-	-	(292.261)
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	547.736	(124.354)	-	423.382
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(1.942.098)	-	1.715.218	(226.880)
Otras reservas varias	12.616.103	-	-	12.616.103
Efecto División Saesa / STA (**)	(5.418.446)	-	-	(5.418.446)
Efecto División Saesa / Saesa Tx (**)	(16.381.202)	-	-	(16.381.202)
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	15.996	-	-	15.996
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (*)	12.325.796	-	-	12.325.796
Totales	6.667.069	(124.354)	1.715.218	8.257.933

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

(*) El efecto por fusión al 31/05/2011 de M\$12.325.796 se origina en la fusión por absorción de la Sociedad con su filial (Antigua Saesa). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios, que implicaron mayores activos por impuestos diferidos por M\$12.319.245 al 31 de mayo de 2011. El monto por M\$6.551, corresponde a la incorporación de la participación no controladora de Antigua Saesa en la Sociedad, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011. La transacción descrita es una combinación de negocios bajo control común. En ese sentido y ante la ausencia de normas específicas en IFRS, la Sociedad ha aplicado los mismos criterios que en transacciones similares anteriores que en la esencia no involucraban una adquisición. La forma de contabilización es que los activos y pasivos se contabilizan a su valor contable y cualquier eventual efecto en resultados o mayor/menor valor teórico que se produzca como resultado de la transacción, se registrará con abono o cargo a otras reservas.

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

(***) Efecto División Saesa/Saesa Tx por M\$(16.381.202) corresponde al traspaso de Activos de Transmisión en la división de Saesa Distribución y Saesa Transmisión a diciembre de 2020 (nota 1.a.)

Al 31 de diciembre de 2020

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2020	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	Saldo final al 31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	7.441.234	(2.245.789)	-	-	-	5.195.445
Reserva de coberturas negocios conjuntos, neta de impuestos	(292.261)	-	-	-	-	(292.261)
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	547.990	-	(254)	-	-	547.736
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(2.088.145)	-	-	146.047	-	(1.942.098)
Otras reservas varias	12.616.103	-	-	-	(16.381.202)	(3.765.099)
Efecto División Saesa / STA (***) (Ver nota 1a)	(5.418.446)	-	-	-	-	(5.418.446)
Efecto fusión STS y Saesa (proforma)	15.996	-	-	-	-	15.996
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (*)	12.325.796	-	-	-	-	12.325.796
Totales	25.148.267	(2.245.789)	(254)	146.047	(16.381.202)	6.667.069

22.1.4 Diferencias de conversión

A la fecha las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas no tienen reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales o negocios conjuntos que tienen moneda funcional dólar estadounidense. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no existen filiales que generen diferencias de conversión para efecto de los estados financieros.

22.1.5 Ganancias Acumuladas

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

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Revaluación Activo Fijo	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	47.486.088	4.053.089	-	51.539.177
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	19.192.830	-	-	19.192.830
Reverso provisión de dividendo año anterior	43.266.195	-	-	43.266.195
Pago de dividendo año anterior	(50.477.228)	-	-	(50.477.228)
Provisión dividendo mínimo del período	(5.757.849)	-	-	(5.757.849)
Total movimientos	6.223.948	-	-	6.223.948
Saldo final al 31/12/2021	53.710.036	4.053.089	-	57.763.125

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Revaluación Activo Fijo	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2020	111.757.968	4.053.089	-	115.811.057
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	144.220.651	-	-	144.220.651
Reverso provisión de dividendo año anterior	(31.305.413)	-	-	(31.305.413)
Provisión dividendo mínimo del período	(43.266.196)	-	-	(43.266.196)
Transferencia División Saesa - Saesa Tx (ver nota 1a)	(133.920.922)	-	-	(133.920.922)
Total movimientos	(64.271.880)	-	-	(64.271.880)
Saldo final al 31/12/2020	47.486.088	4.053.089	-	51.539.177

22.2 Gestión de capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el desarrollo de sus objetivos operacionales y financieros en el mediano y largo plazo, con el fin de generar retornos a sus accionistas.

22.3 Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de deuda que posee la Sociedad y sus filiales, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 35.

22.4 Participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de terceros en el patrimonio al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y de resultados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	6,762675%	6,762675%	90.845.329	88.855.430	6.143.573	6.009.003
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	0,104644%	0,104644%	18.504.375	18.196.580	19.356	19.034
Totales							6.162.929	6.028.037

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras	
			01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020	01/01/2021 31/12/2021	01/01/2020 31/12/2020
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	6,762675%	6,762675%	2.916.360	5.233.345	197.223	353.915
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	0,104644%	0,104644%	3.251.387	4.086.319	3.402	4.274
Totales							200.625	358.189

23 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados 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	303.570.139	292.313.971
Distribución	283.475.914	265.431.977
Residencial	130.583.818	111.984.462
Comercial	77.547.069	79.397.556
Industrial	26.797.171	29.354.376
Otros	48.547.856	44.695.583
Generación y Comercialización	20.094.225	26.881.994
Otros ingresos	5.821.382	5.003.800
Apoyos	359.275	413.108
Arriendo medidores	655.967	671.968
Cargo por pago fuera de plazo	3.856.839	3.084.536
Otros	949.301	834.188
Total Ingresos de actividades ordinarias	309.391.521	297.317.771

Otros ingresos	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	16.470.270	18.613.196
Venta de materiales y equipos	14.633.704	12.080.805
Arrendamientos	877.745	710.695
Intereses créditos y préstamos	213.148	205.999
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	9.783.455	7.404.932
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	682.467	2.355.273
Otros ingresos	10.802.515	5.938.755
Total Otros ingresos	53.463.304	47.309.655

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	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	283.475.914	265.431.977
Generación y comercialización	20.094.225	26.881.994
Otros ingresos	5.821.382	5.003.800
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	309.391.521	297.317.771
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	-	-
Total Ingresos de actividades ordinarias	309.391.521	297.317.771
Otros ingresos	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Arrendamientos	877.745	710.695
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	682.467	2.355.273
Otros Ingresos	10.802.515	5.938.755
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	12.362.727	9.004.723
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	14.633.704	12.080.805
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	9.783.455	7.404.932
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	24.417.159	19.485.737
Reconocimiento de ingresos a través del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	16.470.270	18.613.196
Intereses créditos y préstamos	213.148	205.999
Total Ingresos reconocidos a través del tiempo	16.683.418	18.819.195
Total Otros ingresos	53.463.304	47.309.655

24 Materias Primas y Consumibles Utilizados

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

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	191.298.051	184.056.418
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	33.622.582	24.390.529
Total Materias primas y consumibles utilizados	224.920.633	208.446.947

25 Gastos por Beneficios a los Empleados

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

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	29.376.390	25.693.136
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	3.306.986	2.755.674
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	2.104.469	1.347.852
Activación costo de personal	(3.621.600)	(4.177.406)
Total Gastos por beneficios a los empleados	31.166.245	25.619.256

26 Gasto por Depreciación, Amortización

El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	15.121.112	14.277.234
Amortizaciones de Intangibles	1.743.606	638.857
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	464.699	447.082
Total Gasto por depreciación y amortización	17.329.417	15.363.173

27 Ganancia (Pérdida) por deterioro

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

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	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	(6.878.818)	(5.434.427)
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	(6.878.818)	(5.434.427)

28 Otros Gastos por Naturaleza

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

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	10.146.444	13.422.369
Sistema generación	1.426.872	1.403.706
Mantención medidores, ciclo comercial	9.230.632	9.155.691
Operación vehículos, viajes y viáticos	1.100.089	1.078.585
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	33.096	630.871
Provisiones y castigos	276.297	299.745
Gastos de administración y otros servicios prestados	11.528.859	10.908.267
Egresos por construcción de obras a terceros	12.243.990	13.210.172
Otros gastos por naturaleza	1.851.882	2.044.358
Total Otros gastos, por naturaleza	47.838.161	52.153.764

29 Resultado Financiero

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

Resultado financiero	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	75.427	278.106
Otros ingresos financieros	439.186	494.275
Ingresos financieros	514.613	772.381
Gastos por préstamos bancarios	(342.474)	(440.782)
Gastos por bonos	(5.965.673)	(5.732.597)
Otros gastos financieros	(739.005)	(622.741)
Activación gastos financieros	1.080.108	1.057.547
Costos financieros	(5.967.044)	(5.738.573)
Resultados por unidades de reajuste	(10.230.632)	(3.504.098)
Positivas	2.633.763	(306.263)
Negativas	(291.952)	(2.188.380)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	2.341.811	(2.494.643)
Total Resultado financiero	(13.341.252)	(10.964.933)

30 Otras ganancias (pérdidas)

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

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo	2.441.698	62.436
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(733.332)	(73.523)
Otros ingresos fuera de la operación (*)	-	149.196.190
Otros ingresos/egresos (**)	(13.388)	(1.467.867)
Total Otras ganancias (pérdidas)	1.694.978	147.717.236

(*) Corresponde a los ingresos obtenidos por la venta de Eletrans.

(**) Incluye egresos por M\$1.360.546 asociados a la venta de Eletrans.

31 Información por Segmento

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

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

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

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

ACTIVOS	Saesa	Saesa	Edelaysen	Edelaysen	Luz Osorno	Luz Osorno	S Eliminaciones	S Eliminaciones	Saesa Cons	Saesa Cons
	31/12/2021 M\$	31/12/2020 M\$								
ACTIVOS CORRIENTES										
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.946.904	37.474.460	1.747.329	857.850	705.674	527.788	-	-	16.399.907	38.860.098
Otros activos no financieros corrientes	497.077	356.955	291.472	214.937	22.442	17.161	-	-	810.991	589.053
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	89.839.516	75.148.440	12.587.527	9.267.377	6.681.591	6.251.210	-	-	109.108.634	90.667.027
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	18.786.645	10.591.136	936.973	27.827	45.820	785	(6.425.907)	(5.767.018)	13.343.531	4.852.730
Inventarios corrientes	23.216.479	22.453.688	2.809.369	2.408.585	185.667	99.017	-	-	26.211.515	24.961.290
Activos por impuestos corrientes, corrientes	93.362	93.362	6.580.426	3.126.528	985.624	388.302	-	-	7.659.412	3.608.192
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	146.379.983	146.118.041	24.953.096	15.903.104	8.626.818	7.284.263	(6.425.907)	(5.767.018)	173.533.990	163.538.390
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	146.379.983	146.118.041	24.953.096	15.903.104	8.626.818	7.284.263	(6.425.907)	(5.767.018)	173.533.990	163.538.390
ACTIVOS NO CORRIENTES										
Otros activos no financieros no corrientes	507	507	1.059	1.059	-	-	-	-	1.566	1.566
Cuentas por cobrar no corrientes	16.874.733	8.497.807	1.502.499	727.660	1.165.825	575.958	-	-	19.543.057	9.801.425
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	9.591.927	15.491.149	-	14.171.376	-	-	-	(14.171.376)	9.591.927	15.491.149
Activos intangibles distintos de la plusvalía	19.634.155	2.743.780	146.757	146.757	510.166	510.166	-	-	20.291.078	3.400.703
Plusvalía	108.306.883	108.306.883	-	-	-	-	-	-	108.306.883	108.306.883
Propiedades, planta y equipo	256.880.719	242.569.086	92.654.789	80.656.465	27.317.468	22.833.149	-	-	376.852.976	346.058.700
Activos por derecho de uso	943.959	1.298.004	45.659	52.249	-	-	-	-	989.618	1.350.253
Activos por impuestos diferidos	5.738.563	4.977.048	873.103	407.059	326.680	331.827	-	-	6.938.346	5.715.934
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES	521.158.221	484.908.237	95.223.866	96.162.625	29.320.139	24.251.100	(103.186.775)	(115.195.349)	542.515.451	490.126.613
TOTAL ACTIVOS	667.538.204	631.026.278	120.176.962	112.065.729	37.946.957	31.535.363	(109.612.682)	(120.962.367)	716.049.441	653.665.003

PATRIMONIO Y PASIVOS	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES										
Otros pasivos financieros corrientes	4.093.345	1.196.807	-	-	-	-	-	-	4.093.345	1.196.807
Pasivos por arrendamientos corrientes	356.112	405.464	15.342	15.056	-	-	-	-	371.454	420.520
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	76.847.804	52.235.117	9.234.857	5.630.938	4.528.963	2.976.203	-	-	90.611.624	60.842.258
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8.231.676	45.269.712	3.799.716	2.992.239	4.874.981	3.434.327	(6.425.907)	(5.767.018)	10.480.466	45.929.260
Otras provisiones corrientes	1.786.282	2.563.698	328.392	406.145	352.892	237.837	-	-	2.467.566	3.207.680
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	5.309.418	27.205.900	4.529	607.311	554.341	1.050.107	-	-	5.868.288	28.863.318
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	5.606.423	5.504.822	554.773	529.237	131.490	199.647	-	-	6.292.686	6.233.706
Otros pasivos no financieros corrientes	22.433.514	28.589.372	3.420.359	3.044.709	1.972.725	2.604.804	-	-	27.826.598	34.238.885
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	124.664.574	162.970.892	17.357.968	13.225.635	12.415.392	10.502.925	(6.425.907)	(5.767.018)	148.012.027	180.932.434
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	124.664.574	162.970.892	17.357.968	13.225.635	12.415.392	10.502.925	(6.425.907)	(5.767.018)	148.012.027	180.932.434
PASIVOS NO CORRIENTES										
Otros pasivos financieros no corrientes	165.630.990	157.750.562	-	-	-	-	-	-	165.630.990	157.750.562
Pasivos por arrendamientos no corrientes	667.336	926.068	25.801	30.838	-	-	-	-	693.137	956.906
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	75.150.094	14.171.376	2.100.000	-	4.460.000	364.000	-	(14.171.376)	81.710.094	364.000
Pasivo por impuestos diferidos	8.709.396	8.737.327	9.318.578	9.375.351	2.379.301	2.214.671	-	-	20.407.275	20.327.349
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	7.344.542	8.904.454	499.952	546.954	186.965	256.263	-	-	8.031.459	9.707.671
Otros pasivos no financieros no corrientes	24.138	33.277	29.334	31.521	924	924	-	-	54.396	65.722
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES	257.526.496	190.523.064	11.973.665	9.984.664	7.027.190	2.835.858	-	(14.171.376)	276.527.351	189.172.210
TOTAL PASIVOS	382.191.070	353.493.956	29.331.633	23.210.299	19.442.582	13.338.783	(6.425.907)	(19.938.394)	424.539.378	370.104.644

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Saesa		Edelaysen		Luz Osorno		S Eliminaciones S Eliminaciones		Saesa Cons	
	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020	01/01/2021	01/01/2020
	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2020
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)										
Ingresos de actividades ordinarias	258.547.649	250.653.093	27.749.965	26.444.816	23.093.907	21.342.518	-	(1.122.654)	309.391.521	297.317.773
Otros ingresos	37.698.950	37.748.946	3.751.531	2.305.876	2.664.369	2.297.499	9.348.454	-	53.463.304	42.352.321
Materias primas y consumibles utilizados	(196.755.967)	(186.205.854)	(13.713.568)	(9.137.021)	(14.451.098)	(13.104.072)	-	-	(224.920.633)	(208.446.947)
Gastos por beneficios a los empleados	(27.144.339)	(17.089.222)	(3.210.624)	(2.698.636)	(811.282)	(874.064)	-	-	(31.166.245)	(20.661.922)
Gasto por depreciación y amortización	(13.121.713)	(11.548.522)	(3.032.471)	(2.911.838)	(1.175.233)	(1.028.892)	-	126.079	(17.329.417)	(15.363.173)
Otros gastos, por naturaleza	(24.499.920)	(42.491.611)	(9.231.247)	(7.191.499)	(4.758.540)	(2.825.984)	(9.348.454)	355.328	(47.838.161)	(52.153.766)
Otras ganancias (pérdidas)	1.490.463	147.707.888	199.579	4.998	4.936	4.350	-	-	1.694.978	147.717.236
Ingresos financieros	490.376	711.779	82.591	245.445	7.294	24.123	(65.648)	(208.966)	514.613	772.381
Costos financieros	(5.958.527)	(5.931.180)	(16.609)	(4.655)	(57.556)	(11.704)	65.648	208.966	(5.967.044)	(5.738.573)
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	(6.074.999)	(4.725.277)	(445.601)	(406.605)	(358.218)	(302.545)	-	-	(6.878.818)	(5.434.427)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	5.967.122	9.565.826	-	-	-	-	(5.967.122)	(8.961.475)	-	604.351
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	2.321.152	(2.489.803)	20.288	(4.626)	371	(214)	-	-	2.341.811	(2.494.643)
Resultados por unidades de reajuste	(10.567.813)	(3.583.075)	282.229	68.316	54.952	10.661	-	-	(10.230.632)	(3.504.098)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	22.392.434	172.322.988	2.436.063	6.714.571	4.213.902	5.531.676	(5.967.122)	(9.602.722)	23.075.277	174.966.513
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(3.199.604)	(42.340.234)	480.297	(1.481.226)	(962.515)	(1.445.357)	-	173.137	(3.681.822)	(45.093.680)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	19.192.830	129.982.754	2.916.360	5.233.345	3.251.387	4.086.319	(5.967.122)	(9.429.585)	19.393.455	129.872.833
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	14.237.897	-	-	-	-	-	-	-	14.706.007
Ganancia (pérdida)	19.192.830	144.220.651	2.916.360	5.233.345	3.251.387	4.086.319	(5.967.122)	(9.429.585)	19.393.455	144.578.840

32 Medio Ambiente

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

Sociedad que efectúa el desembolso	Nombre abreviado	Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2021	31/12/2020
				M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Evaluación plan de manejo	Inversión	17.920	39.929
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Asesorías medioambientales	Costo	17.619	6.710
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Gestión de residuos	Costo	11.208	9.004
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Reforestaciones	Inversión	59.239	69.786
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Otros gastos medioambientales	Costo	456	1.228
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Evaluación plan de manejo	Inversión	6.114	8.083
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Gestión de residuos	Costo	40.314	41.458
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Reforestaciones	Costo	3.675	1.925
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Otros gastos medioambientales	Inversión		140
Totales				156.545	178.263

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

33 Garantías Comprometidas con Terceros

Las garantías comprometidas con terceros están relacionadas con construcción de obras a terceros u obras del 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			2022	2023	2024	2025				
	Razón social	Nombre abreviado	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total					MS	MS	MS	MS
						MS								
Gobierno Regional de Aysen	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	2.950.738	1.850.211	901.605	198.922	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	1.225.681	1.015.363	210.318	-	-				
Director de Vialidad	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	234.948	234.948	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Región de Aysen	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	79.463	62.727	16.736	-	-				
Global Hydro Energy BMBH	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	EURO	115.632	115.632	-	-	-				
Fasten Group Imp and Exp Co Ltd	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta	USD	564.339	564.339	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	2.746.083	2.116.152	425.250	204.681	-				
Director de Vialidad	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	388.079	312.738	75.341	-	-				
Agencia Chilena de Eficiencia Energética	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	5.000	5.000	-	-	-				
Asoc. De Municipales Cordillera de La Costa Comuna de Corral y La Unión	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	11.388	11.388	-	-	-				
Director de Vialidad	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	-	-	-	-	-				
Gobierno Regional de Aysen	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	33.283	33.283	-	-	-				
Gobierno Regional de la Araucanía	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	260.040	73.102	-	186.938	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	27.345.768	24.848.692	829.019	1.668.057	-				
Gobierno Regional de Los Rios	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	14.630.808	7.877.081	4.816.718	1.937.009	-				
Municipalidad de Quinchao	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	5.454	-	-	-	5.454				
Ilustre Municipalidad de Arica	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	218.120	-	-	218.120	-				
Ilustre Municipalidad de Cabrero	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	83.641	83.641	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Carahue	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	26.902	-	-	-	26.902				
Ilustre Municipalidad de Cochamo	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	6.245	6.245	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Coihueco	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	14.391	-	-	-	14.391				
Ilustre Municipalidad de Collipulli	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	31.891	-	-	-	31.891				
Ilustre Municipalidad de Lautaro	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	14.151	-	-	-	14.151				
Ilustre Municipalidad de Lebu	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	32.920	-	-	-	32.920				
Ilustre Municipalidad de Lonquimay	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	7.297	7.297	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Maullín	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	10.000	10.000	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Mulchén	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	59.091	59.091	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Penco	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	38.743	-	-	-	38.743				
Ilustre Municipalidad de Portezuelo	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	7.789	-	-	-	7.789				
Ilustre Municipalidad de Purranque	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	826	826	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Putre	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	3.697	-	-	3.697	-				
Ilustre Municipalidad de Puyehue	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	9.671	9.671	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Quellón	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	208.964	208.964	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Ranquíl	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	1.772	-	-	-	1.772				
Municipalidad de Mañi	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	5.454	-	-	-	5.454				
Ilustre Municipalidad de Saavedra	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	7.862	-	-	-	7.862				
Ilustre Municipalidad de San Juan de la Costa	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	60.455	60.455	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de San Nicolás	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	13.433	-	-	-	13.433				
Ilustre Municipalidad de Tirúa	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	10.935	-	-	-	10.935				
Ilustre Municipalidad de Yungay	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	6.760	-	-	-	6.760				
Ministerio de Bienes Nacionales	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	2.741	-	2.741	-	-				
Municipalidad de Ancud	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	86.684	-	86.684	-	-				
Municipalidad de Cochamo	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	2.727	-	-	-	2.727				
Municipalidad de Fresa	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	37.922	37.922	-	-	-				
Municipalidad de Mejillones	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	45.825	-	-	-	45.825				
Municipalidad de Lago Ranco	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	2.727	-	-	-	2.727				
Subsecretaría del Medio Ambiente	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	CLP	39.924	39.924	-	-	-				
Director de Vialidad	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	1.230.793	1.182.570	48.223	-	-				
Director Regional de Vialidad	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	390.116	387.792	2.324	-	-				
Director Regional de Vialidad Región de La Araucanía	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	10.537	10.537	-	-	-				
Gobierno Regional de Los Lagos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	50.641	50.641	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Codegua	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	9.485	9.485	-	-	-				
Ilustre Municipalidad de Coyhaique	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	8.985	8.985	-	-	-				
Mantos Copper S.A.	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	19.696	-	19.696	-	-				
SERVU Región de los Lagos	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	237.396	147.010	-	90.386	-				
Transtrucayo S.A.	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	5.592	5.592	-	-	-				
Ministerio de Energía	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	USD	1.823.027	1.823.027	-	-	-				
Trilliant Networks Canada Inc	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	USD	1.781.507	1.781.507	-	-	-				
Director Regional de Vialidad Los Rios	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Garantiza obra en construcción	Boleta	UF	6.828	6.828	-	-	-				
Totales						57.270.867	45.058.666	7.434.655	4.507.810	269.736				

34 Caucciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$ 11.947.060 (M\$10.636.207 al 31 de diciembre de 2020).

35 Compromisos y Restricciones

Los contratos de emisión de bonos suscritos por la Sociedad, imponen a la Sociedad diversas obligaciones adicionales a las de pago, incluyendo indicadores financieros de variada índole durante la vigencia de dichos contratos, usuales para este tipo de financiamiento.

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

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

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

A continuación se describen las principales restricciones a que se ha obligado la Sociedad con motivo de la emisión de Bonos o la contratación de créditos:

Bono Serie J

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

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

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,95.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 7,97.

Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

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

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

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,95.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 7,97.

Al 31 de diciembre de 2021 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

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

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

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

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

definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 2,85.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 7,97.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

Durante diciembre 2021, la Sociedad y sus filiales en conjunto con empresas relacionadas del Grupo, celebraron la renovación del contrato de línea de capital de trabajo con el Banco Scotiabank. Del contrato vigente se impusieron las siguientes condiciones principales para Saesa:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2021 este indicador es de 3,07
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 1.000 GWh por año.

Entre los 12 meses móviles de enero 2021 – diciembre 2021, la Sociedad distribuyó 1.016 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 2.706 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2021 – diciembre 2020). Adicionalmente, en 2021 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferido activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

36 Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que componen el Grupo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2021						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	24.953.096	95.223.866	17.357.968	11.973.665	27.749.965	2.916.360	2.864.808
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	8.626.818	29.320.139	12.415.392	7.027.190	23.093.907	3.251.387	3.326.371

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2020						
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	15.903.104	96.162.625	13.225.635	9.984.664	26.444.814	5.233.345	5.226.617
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	7.284.263	24.251.100	10.502.925	2.835.858	21.342.518	4.086.319	4.078.128

37 Inversiones contabilizadas usando el método de la participación

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la Sociedad no mantiene saldos en Negocios Conjuntos y asociadas relacionadas al Grupo, las cuales son contabilizadas usando el método de la participación.

Venta Negocios Conjuntos (Eletrans)

Saesa y Chilquinta Energía S.A. (no perteneciente al grupo empresarial de Saesa), eran accionistas de las sociedades denominadas ELETRANS S.A., ELETRANS II S.A. y ELETRANS III S.A. con un 50% de participación cada una, con la finalidad de construir y explotar los proyectos de transmisión nacional que le fueron adjudicados a

un consorcio constituido por ambas sociedades. Esta relación fue definida por la Sociedad como negocio conjunto por la existencia de un acuerdo de control conjunto.

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

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

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

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

A continuación, se presenta un detalle de esta operación:

Conciliación venta Eletrans, II y III		24-06-2020
		M\$
Precio pagado por la venta		153.859.973
Rebaja inversión (activo / pasivo)		(5.863.555)
Reverso ajustes de conversión		1.199.771
Ingreso neto por venta (*)		149.196.189
Egresos transacción Eletrans (*)		(1.360.546)
Efecto neto en Estado de Resultados		147.835.643

(*) Ver nota 30.

38 Información Adicional Sobre Deuda Financiera

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

a) Préstamos

- Individualización de préstamos

La sociedad y filiales al 31 de diciembre 2021 y 2020 no poseen deudas por préstamos.

b) Bonos

- Individualización de Bonos

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	30/09/2021								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen					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	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 665	UF	3,45%	3,00%	1.961.636	1.936.503	3.898.139	3.797.609	3.697.078	3.596.547	3.496.016	18.864.949	33.452.199
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L / N° 397	UF	3,94%	3,75%	-	2.878.683	2.878.683	9.856.844	9.595.145	9.333.446	9.071.747	56.174.668	94.021.850
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N° 742	UF	3,26%	3,20%	983.926	983.926	1.967.852	2.951.779	1.967.853	1.967.853	2.951.779	76.250.411	86.089.675
Totales									2.945.562	5.799.112	8.744.674	16.606.232	15.260.076	14.897.846	15.519.542	151.260.028	213.573.724

Entidad deudora			Entidad acreedora		Contrato de Bonos / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	31/12/2020								
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen					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	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie I / N° 665	UF	3,87%	3,60%	518.644	518.644	1.037.288	3.656.466	3.562.162	3.467.858	3.373.583	20.974.650	35.034.719
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie L / N° 397	UF	3,94%	3,75%	-	2.700.212	2.700.212	2.700.212	9.245.743	9.000.270	8.754.797	61.201.301	90.902.333
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie O / N° 742	UF	3,26%	3,20%	922.925	922.925	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	1.845.850	75.214.778	82.598.178
Totales									1.441.569	4.141.781	5.583.350	8.202.538	14.653.755	14.313.978	13.974.230	157.390.779	208.535.220

39 Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	15.054.772	34.410.310
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	1.345.135	4.449.788
Otros activos no financieros corrientes	CLP	810.991	589.053
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	108.725.856	89.865.651
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	USD	-	7.623
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	382.778	793.753
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	13.309.237	4.830.706
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	USD	34.294	22.024
Inventarios corrientes	CLP	26.211.515	24.961.290
Activos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	7.659.412	3.608.192
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		173.533.990	163.538.390
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	171.771.783	158.265.202
	USD	1.379.429	4.479.435
	UF	382.778	793.753
		173.533.990	163.538.390

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	1.566	1.566
Cuentas por cobrar no corrientes	CLP	18.632.952	8.685.885
Cuentas por cobrar no corrientes	UF	910.105	1.115.540
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	3.706.446	10.172.971
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	USD	5.885.481	5.318.178
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	20.291.078	3.400.703
Plusvalía	CLP	108.306.883	108.306.883
Propiedades, planta y equipo	CLP	376.852.976	346.058.700
Activos por derecho de uso	CLP	989.618	1.350.253
Activos por impuestos diferidos	CLP	6.938.346	5.715.934
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		542.515.451	490.126.613
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	535.719.865	483.692.895
	USD	5.885.481	5.318.178
	UF	910.105	1.115.540
		542.515.451	490.126.613

TOTAL ACTIVOS	CLP	707.491.648	641.958.097
	USD	7.264.910	9.797.613
	UF	1.292.883	1.909.293
		716.049.441	653.665.003

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	UF	4.093.345	1.196.807
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	371.454	420.520
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	90.611.624	60.842.258
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	10.476.773	45.924.440
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	3.693	4.820
Otras provisiones corrientes	CLP	2.467.566	3.207.680
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	5.868.288	28.863.318
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	6.292.686	6.233.706
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	27.826.598	34.238.885
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		148.012.027	180.932.434
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	143.914.989	179.730.807
	UF	4.097.038	1.201.627
		148.012.027	180.932.434

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2021	31/12/2020
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	165.630.990	157.750.562
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	693.137	956.906
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	81.170.094	364.000
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	UF	540.000	-
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	20.407.275	20.327.349
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	8.031.459	9.707.671
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	54.396	65.722
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		276.527.351	189.172.210
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	110.356.361	31.421.648
	UF	166.170.990	157.750.562
		276.527.351	189.172.210

TOTAL PASIVOS	CLP	254.271.350	211.152.455
	UF	170.268.028	158.952.189
		424.539.378	370.104.644

40 Sanciones

Durante el período terminado Al 31 de diciembre de 2021, no se han aplicado sanciones a la Sociedad y a sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

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

41 Hechos Posteriores

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 Consolidados, no han ocurrido otros hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros Consolidados – Sociedad Austral de Electricidad S.A.
Al 31 de diciembre de 2021

I. Análisis del Estado de Situación Financiera.

Estado de Situación Financiera	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	173.534	163.538	9.996	6,1%
Activos no corrientes	542.515	490.127	52.388	10,7%
Total activos	716.049	653.665	62.384	9,5%
Pasivos corrientes	148.012	180.932	(32.920)	(18,2%)
Pasivos no corrientes	276.527	189.172	87.355	46,2%
Patrimonio	291.510	283.561	7.949	2,8%
Total pasivos y patrimonio	716.049	653.665	62.384	9,5%

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

1) Activos

Este rubro presenta un aumento de MM\$62.384 respecto de diciembre de 2020, explicado por una disminución en los Activos corrientes de MM\$9.996 y una disminución en los Activos no corrientes de MM\$52.388.

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

- a) Aumento en cuenta Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (MM\$18.442), principalmente por el aumento de morosidad en las deudas de energía debido a que la Sociedad ha suspendido el corte de suministro ante la incertidumbre generada por el COVID-19, con el fin de aliviar a las familias, especialmente para aquellas más vulnerables, y otras deudas por MM\$ 6.785 (neto de incobrables), aumento en conceptos generados por diferencias entre los precios pagados a generadores y los precios recaudados a los clientes por MM\$ 1.722, los que se reliquidaron en los respectivos decretos tarifarios, aumento en el cálculo de la energía en medidores principalmente por cambio de los calendarios de lectura y facturación (si la lectura y facturación se desfasa hacia inicios del mes, respecto del año anterior, aumenta el valor de la energía consumida no facturada al cierre del ejercicio) por un total de MM\$ 4.390 y aumento de anticipos para importaciones, relacionadas con compras de activos que formarán parte de Propiedad, Planta y Equipo por un total de MM\$ 5.929.

- b) Aumento de activos por impuestos corrientes (MMS 4.051), principalmente por el aumento del remanente IVA (MM\$2.482) generado especialmente en Edelaysen asociado a las mayores inversiones en activo fijo e impuesto específico al Diesel por generación de centrales que operan con ese combustible y MM\$ 1.316 relacionado con impuesto a la renta por recuperar debido a PPM pagados en 2021 en exceso a la renta calculada.
- c) Aumento de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes (MM\$8.491), debido principalmente por servicios y venta de materiales.

Lo anterior compensado parcialmente con menor Efectivo y equivalente al efectivo (MM\$ 22.461), principalmente por pago de impuesto a la Renta en 2021, generado en la venta de relacionadas (Eletrans, Eletrans I y Eletrans II), lo que implicó un pago de impuestos de MM\$ 31.350 en 2021, compensado parcialmente con mayor saldo de inicio de caja respecto de 2020 (MM\$ 11.204).

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

- a) Aumento en Propiedades, Planta y Equipo (MM\$30.794), debido al aumento de Planta y Equipo, a la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y satisfacción a clientes (calidad de servicio), compensado parcialmente con su depreciación.
 - b) Aumento en Activos intangibles distintos de la plusvalía (MM\$16.890), debido principalmente a la activación del Sistema Comercial (SAP ISU), que implicó cambiar el sistema existente por uno de clase mundial con todos los beneficios que esto trae en términos de mejores prácticas, procesos estandarizados, así como mayores alternativas de soporte y actualizaciones del sistema.
 - c) Aumento de las cuentas por cobrar no corrientes (MM\$ 9.742), principalmente por aumento de diferencia de precio (como consecuencia del congelamiento de tarifas VAD) en distribución por cobrar a clientes finales que serán reliquidados en los próximos periodos según instruya el próximo decreto tarifario que debe emitirse en 2022 (MM\$ 7.002) y por préstamos otorgados a empleados en el largo plazo (MM\$ 2.417) como consecuencia de la nueva negociación colectiva acordada en 2021, con vigencia por los próximos 3 años.
 - d) Disminución de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas No Corriente (MM\$5.899), principalmente por pago de los préstamos pertenecientes a las empresas Frontel, STS y STN.
- 2) Pasivos

Los Pasivos presentan un aumento de MM\$54.434 respecto de diciembre de 2020, explicado por la disminución en los Pasivos corrientes de MM\$32.921 y el aumento de los Pasivos no corrientes de MM\$87.355.

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

- a) Disminución de las Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes (MM\$35.449), debido a la disminución de dividendos por pagar (MM\$37.506). La utilidad de 2020 fue alta, generada

principalmente por la venta de las relacionadas Eletrans, Eletrans II y Eletrans III por un monto de MM\$ 149.196.

- b) Disminución en pasivos por impuestos corrientes, corrientes (MM\$22.995), principalmente por provisión impuesto renta (MM\$28.380), generado por la venta de las relacionadas Eletrans, Eletrans II y Eletrans III.
- c) Disminución de Otros pasivos no financieros corrientes (MM\$6.412), los que corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural.
- d) Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar (MM\$ 29.769) debido principalmente por aumento de reliquidaciones pendientes con el Sistema Eléctrico y provisiones de compra pendientes de pago (MM\$13.137) y pagos a proveedores pendientes que no completaron el ciclo de compras al cierre (MM\$ 15.011).

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

- a) Aumento en Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes (MM\$81.346), por préstamos a Inversiones Eléctricas S.A. (MM\$80.684)
- b) Aumento Otros pasivos financieros no corrientes. (MM\$7.880), principalmente por la actualización por UF de las Obligaciones con el público, Bonos.

3) Patrimonio

Presenta un mayor saldo de MM\$7.951, respecto de diciembre de 2020, explicado principalmente por el resultado del año (MM\$19.393) y el aumento de reserva por resultados actuariales de MM\$1.715 (relacionado con el aumento de la tasa de descuento utilizada para el cálculo de los beneficios definidos por los contratos colectivos, específicamente indemnización por años de servicio), compensado parcialmente por el pago de dividendo (neto de la provisión realizada en 2020 de dividendo mínimo) de MM 7.211 y la provisión de dividendo mínimo de 2021 (MM\$ 5.757).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-21	dic-20	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1.2	0.9	29.7%
	Razón ácida (2)	Veces	1.0	0.8	30.0%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	1.5	1.3	11.6%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	8.7	9.2	(5.5%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	34.9%	48.9%	(28.7%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	65.1%	51.1%	27.4%
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período) (*)	MM\$	66,716	100,956	(33.9%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	2.6	4.4	(40.7%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	140	83	68.7%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	52,051	52,973	(1.7%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	6.7%	39.6%	(83.0%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	2.8%	17.3%	(83.6%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	14.4%	11.9%	21.0%
	Utilidad por acción (12)	\$	0.2%	1.6%	-86.5%

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

II. Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida).

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-21 MM\$	dic-20 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	362.855	344.627	18.228	5,3%
Materias primas y consumibles utilizados	(224.921)	(208.447)	(16.474)	7,9%
Margen de contribución	137.934	136.180	1.754	1,3%
Gasto por beneficio a los empleados	(31.166)	(25.619)	(5.547)	21,7%
Otros gastos por naturaleza	(47.838)	(52.154)	4.316	(8,3%)
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(6.879)	(5.434)	(1.445)	26,6%
Resultado bruto de explotación	52.051	52.973	(922)	(1,7%)
Gasto por depreciación y amortización	(17.329)	(15.363)	(1.966)	12,8%
Resultado de explotación	34.722	37.610	(2.888)	(7,7%)
Resultado financiero	(13.341)	(10.965)	(2.376)	21,7%
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación	0	604	(604)	(100,0%)
Otras ganancias (pérdidas)	1.694	147.717	(146.023)	(98,9%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	23.075	174.966	(151.891)	(86,8%)
Gasto por impuestos a las ganancias	(3.682)	(45.093)	41.411	(91,8%)
Ganancia procedente de operaciones continuadas	19.393	129.873	(110.480)	(85,1%)
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	-	14.706	(14.706)	(100,0%)
Ganancia (pérdida)	19.393	144.579	(125.186)	(86,6%)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	19.192	144.221	(125.028)	(86,7%)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	201	358	(158)	(44,0%)

1) Resultado de explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto al mismo periodo del año anterior en MM\$2.888, lo que se explica principalmente por:

a) Mayor Margen de contribución de MM\$1.754 principalmente debido a:

- Mayor margen de Distribución (MM\$3.535) principalmente por mayores ventas de energía (MM\$5.431) y al efecto positivo del IPC chileno y del IPC de Estados Unidos por MM\$ 3.726, lo anterior compensado por una menor indexación por tipo de cambio de MM\$ 2.479, debido a la devaluación del dólar (especialmente relacionado con los ingresos del primer semestre), menores actividades de corte y reposición por MM\$ 648, mayores pérdidas de energía por MM\$810 (8,2% en 2021 versus 7.8% en 2020), otros descuentos tarifarios por MM\$ 634 y mayores compras de potencia por MM\$1.052.

- Menores ingresos por disminución de margen de generación en Edelayesen (MM\$3.066), principalmente por el uso intensivo de la matriz de combustible en la producción de electricidad, sumado al alto costo de la materia prima en el año 2021.
 - Mayores otros ingresos por naturaleza (netos de materias primas y servicios consumidos) por MM\$850, debido a mayores ingresos por ventas de materiales y equipos por MM\$2.553 (por mayor actividad relacionada principalmente a la recuperación del periodo de pandemia), un incremento de los servicios prestados a empresas relacionadas MM\$4.864, acompañado de un mejor desempeño de las ventas al detalle por MM\$2.379. Lo anterior, es compensado parcialmente por menores ingresos por control de demanda eléctrica de MM\$1.673 (este servicio fue restringido por la Ley de Giro Exclusivo), menores ingresos por construcciones de obras MM\$2.143 y mayores gastos por materiales y servicios consumidos por MM\$5.304.
- b) Mayores Gastos del personal (MM\$5.547), principalmente por el pago del bono por término de conflicto por cierre anticipado de negociación colectiva que estará vigente por los próximos 3 años (MM\$ 2.344), mayores pagos por indemnización de años de servicio por mayores desvinculaciones (MM\$ 757) por reestructuración relacionada con Ley de Giro exclusivo, menores activaciones de personal por MM\$556 debido a la menor cantidad de proyectos en construcción en 2021 y actualización de remuneraciones por IPC.
- c) Menores Otros gastos por Naturaleza (MM\$4.316), asociado principalmente a menores costos en operación y mantención del sistema eléctrico (MM\$3.275) por menores actividades por pandemia, pero priorizándolas, de modo de no afectar la calidad de suministro, además en esta línea se incluye una recuperación de indemnización (ingreso) por seguro relacionado con siniestro en la central de generación Alto Baguales (perteneciente a la filial Edelayesen) por MM\$ 1.079 y menores gastos de construcción de obras a terceros (MM\$967).
- d) Mayores pérdidas por deterioro determinado de acuerdo con IFRS 9 (MM\$1.445 mostrando un aumento respecto del año anterior de 26,5%. 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 junio se realizó un análisis a la cartera de deudores y se estimó 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. Esta nueva estimación generó una disminución de la provisión en 2021. No obstante, el 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley 21.423 que establece que la deuda generada entre marzo 2020 y diciembre 2021 se cobra en 48 cuotas. 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 subsidio del gobierno. Aquella parte de la deuda que no alcance a ser pagada en 48 cuotas se extinguirá, razón por la que la Sociedad realizó una provisión de deterioro por esa parte.
- e) Mayores gastos por depreciación (MM\$1.966) relacionados con el aumento de inversiones para hacer frente a requerimientos de mejoras (Norma técnica), ampliaciones de la red y nuevas obras.

2) Resultado Financiero

El resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$2.376 (mayor pérdida) con respecto al mismo periodo del año anterior, lo que se explica principalmente por una pérdida por unidades de reajuste por MM\$6.725, debido a la actualización de las deudas en UF por una mayor variación de IPC en 2021 respecto de 2020 (6,6% en 2021 versus 2,7%, respectivamente). Lo anterior compensado parcialmente con un aumento en los ingresos por diferencias de cambio por MM\$4.836, producida principalmente por los préstamos en dólares que la Sociedad mantiene con empresas relacionada que tienen moneda funcional dólar (tales como STN, SATT y STA) que en 2021 generaron un ingreso por presentar una apreciación del dólar respecto del cierre del mismo período 2020, en donde hubo una apreciación del peso, razón por la que se muestra una pérdida.

3) Otras Ganancias

Menores otras ganancias y pérdidas en 2021 por MM\$ 146.023, debido a la utilidad generada en 2020 por la venta del 100% de la propiedad que la Sociedad mantenía en la relacionada Eletrans a Chilquinta Energía, por un monto neto antes de impuestos de MM\$ 147.708.

4) Ganancia procedente de operaciones descontinuadas.

Se presenta en esta línea los resultados asociados principalmente a los activos de transmisión de la sociedad (propios y su participación en la ex filial STS) por MM\$ 14.706 en 2020 (no presenta valor en 2021). En diciembre de 2020, estos activos fueron divididos de la Sociedad, quedando Saesa principalmente con los activos de distribución y Saesa Transmisión con los activos de transmisión.

5) Impuesto a la Renta

Menor impuesto a la renta por menores resultados antes de impuesto (específicamente dados por la venta de Eletrans) y por diferencias permanentes relacionadas con la aplicación de corrección monetaria del capital tributario.

6) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo utilidades por MM\$19.393 lo que implicó una disminución de MM\$125.186 respecto al mismo período del 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	20.490	38.906	(18.416)	(47,3%)
de la Inversión	(67.028)	64.729	(131.757)	(203,6%)
de Financiación	23.973	(90.700)	114.673	(126,4%)
Flujo neto del período	(22.565)	12.935	(35.500)	(274,5%)
Variación en la tasa de cambio	105	(1.214)	1.319	(108,7%)
Incremento (disminución)	(22.460)	11.721	(34.181)	(291,6%)
Saldo Inicial	38.860	27.657	11.203	40,5%
Saldo Final	16.400	39.378	(22.978)	(58,4%)

El saldo de Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó a MM\$16.400, menor en MM\$22.460 respecto al mismo periodo del año anterior.

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

- 1) Flujo negativo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por un mayor desembolso correspondiente al concepto de impuestos por MM\$19.905 (relacionado especialmente con el impuesto por la ganancia generada en la venta de Eletrans a Chilquinta Energía en 2020).
- 2) Flujo negativo (variación negativa) de efectivo relacionados a las actividades de inversión, debido principalmente al pago en 2020 por la venta de la venta de Eletrans a Chilquinta Energía y de la ex filial STC a STA totalizando ambos MM\$ 167.949. Lo anterior compensado parcialmente por menores desembolsos en Propiedad, Planta y Equipo.
- 3) Flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de financiación, originado principalmente por mayores flujos netos por concepto de préstamos de entidades relacionadas, compensado parcialmente con un mayor pago de dividendo.

IV. Mercados en que participa

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

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

En la línea de distribución de energía eléctrica existe una alta atomización de los clientes y en términos de ventas representa el 93% de los ingresos de actividades ordinarias. El número de clientes y las ventas de energía de esta línea se detallan a continuación:

Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-21	dic-20	Diferencia	Variación %
Residencial	472.322	457.184	15.138	3,3%
Comercial	35.410	35.120	290	0,8%
Industrial	2.104	2.070	34	1,6%
Otros	51.622	51.576	46	0,1%
Total	561.458	545.950	15.508	2,8%

Ventas de Energía facturada (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-21	dic-20	Diferencia	Variación %
Residencial	914.533	825.551	88.982	10,8%
Comercial	891.423	869.118	22.305	2,6%
Industrial	669.678	653.893	15.785	2,4%
Otros	385.559	370.622	14.937	4,0%
Total	2.861.193	2.719.184	142.009	5,2%

V. Principales Riesgos

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

1) Riesgo Regulatorio

El mercado eléctrico es un mercado regulado, en donde existen procesos liderados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) para la fijación tarifaria en los segmentos de distribución, transmisión y

generación de los sistemas medianos, así como licitaciones públicas para el suministro eléctrico destinado a clientes regulados.

En los procesos de fijación tarifaria la Autoridad fija 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 tarifados. 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 3.4 Marco Regulatorio de los Estados Financieros).

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

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

b) Fijación de tarifas de generación de sistemas medianos

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

En marzo 2020 se publicaron tarifas para los sistemas medianos que rigen desde noviembre 2018 hasta octubre 2022. 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. Las filiales de Saesa, Frontel, Luz Osorno y Edelaysen presentaron un calendario de planificación en el que describe las fechas en que daría cumplimiento a la Ley. Así, al cierre del 2020 las filiales Saesa y Frontel traspasaron sus activos de transmisión a Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, respectivamente (producto de una división que fue aprobada por una Junta Extraordinaria de Accionistas de cada empresa el 21 de diciembre de 2020, y que tuvo efecto el 31 de diciembre de 2020), dando cumplimiento a la primera parte de su planificación.

A la fecha Sociedad ha realizado los cambios de modo de dar cumplimiento a los plazos comprometidos a la Autoridad, entre ellos: enajenar activos que no forman parte del negocio de Distribución, reestructuración de personas de modo de realizar sólo aquellos servicios permitidos por la Ley de Giro exclusivo y mantener un sistema que separe los gastos de la Sociedad de acuerdo con lo solicitado por la Ley, de modo de distinguir aquellos que están solamente asociados al giro de distribución de otros gastos permitidos.

2) Contratos de suministro clientes regulados

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

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

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

Producto de la entrada en vigor de la Ley N°20.805, durante el primer trimestre de cada año, la CNE solicita a todas las Distribuidoras el envío de las proyecciones de demanda de clientes regulados. Con esa información, más ajustes de la proyección por parte de la Comisión, esta autoridad emite un Informe de Licitaciones, determinando los requerimientos globales de suministro eléctrico. Con esta información, la CNE generó el proceso de licitación 2017/01 (enero 2024 – diciembre 2043), cuya adjudicación se realizó en octubre de 2017 por el 100% de la energía licitada. Se estima que el 2026 podría requerirse energía regulada por lo que se inició un nuevo proceso de licitación para 2021 (2021/01) por alrededor de 2.310 GWh/año. A la fecha se presentaron 29 ofertas, siendo adjudicada el 7 de septiembre a 5 empresas con un precio promedio de 23,78 USD/MWh. A fines del año 2021 CNE publicó las bases de licitación 2022/01, por un total de 5.250 GWh, el que se espera sea adjudicado en julio 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.

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

3) Abastecimiento de energía

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

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

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

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

4) Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

mensuales iguales y sucesivas que determine el cliente, hasta un máximo de 12, y el comienzo de su cobro se postergará hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

La Ley anterior, 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.

5) Riesgo COVID-19

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

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

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

- Plan de continuidad operacional: Se ha establecido que todos los colaboradores de la Sociedad que puedan realizar trabajo de manera remota desde sus hogares de acuerdo con la naturaleza de sus responsabilidades lo puedan hacer. Al 31 de septiembre de 2021, la Sociedad se ha establecido un plan de retorno flexible y semipresencial para sus trabajadores, el cual está 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.

- Seguimiento de la morosidad por tipo de deudores y cartera: La Sociedad ha establecido un comité corporativo para dar un seguimiento continuo en estos aspectos. Se ha suspendido el corte suministro a clientes residenciales y se otorgarán facilidades de pago en cuotas para aquellos clientes más vulnerables, según normativa vigente.

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

- Análisis de futuros requerimientos de capital y liquidez: La Sociedad ha estado monitoreando de cerca el mercado de financiamiento en busca de mejores alternativas y ser oportuna en la obtención de nuevos créditos. Al cierre de diciembre de 2021, la matriz Inversiones Eléctricas del Sur mantiene créditos por MM\$95.000 con Banco Scotiabank, MM\$37.000 con Banco BCI, MM\$10.000 con Banco de Chile, y MM\$15.000 con banco Itaú, que sumado a lo solicitado en junio 2020 por MM\$80.000 con Banco Estado, a través de Inversiones Grupo Saesa Limitada, matriz final del grupo, tienen como objetivo asegurar la liquidez, el financiamiento del plan de inversiones y proyectos en ejecución de sus filiales.

La Sociedad se encuentra evaluando activamente y respondiendo, a los posibles efectos del brote de COVID-19 en nuestros colaboradores, clientes, proveedores, y distintos 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 que aumentó en un 26.5% respecto de 2020 y se mantiene muy por encima (4.0 veces) de los niveles registrados para el mismo período del 2019 (año prepandemia).