



Reporte Anual 2022

ÍNDICE

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO	3
VISIÓN CORPORATIVA	5
ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD	5
ANTECEDENTES RELEVANTES	7
RELACIÓN DE LA PROPIEDAD	8
PROPIEDAD Y CONTROL	9
GOBIERNO CORPORATIVO	10
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	10
ADMINISTRACIÓN	20
ESTRUCTURA ORGANIZATIVA	21
MARCHA DE LA EMPRESA	22
LÍNEA DE TIEMPO	37
DESCRIPCIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	38
MARCO REGULATORIO	46
ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD	50
FACTORES DE RIESGO	55
GESTIÓN FINANCIERA	60
HECHOS RELEVANTES	62
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	63
ESTADOS FINANCIEROS	64

CARTA DEL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

El momento de preparar la Memoria Anual y, en particular esta carta, es una oportunidad para detenerse a analizar lo ocurrido el año que cerramos, pensar en nuestra esencia y en el camino recorrido para llegar a ser lo que hoy somos. Esta evaluación nos llena de orgullo y nos emociona mirar lo que esperamos conseguir en el futuro.

Como compañía, poco a poco, hemos cosechado aquello que venimos sembrando desde hace mucho tiempo. La profunda preocupación por cada uno de nuestros colaboradores, el respeto por su vida personal y el cuidado de los talentos, nos han llevado a avanzar en prácticas que buscan su mayor bienestar, reconociendo en ellos nuestro mayor valor.

Gracias a la implementación de mejoras paulatinas y con la participación de todos, logramos posicionarnos nuevamente como una de las mejores empresas para trabajar en Chile, según el ranking *Great Place to Work*.

También hemos trabajado en fortalecer la equidad de género, avances que fueron reconocidos por el mismo ranking y que nos ubicó como el octavo mejor lugar en Chile para que trabajen mujeres. Sabemos que aún nos queda mucho por hacer, pero vamos en el sentido correcto y contamos con la madurez necesaria para abordar el desafío.

Llevamos décadas rompiendo paradigmas y el camino no siempre ha sido fácil. Hacer industria y empresa desde regiones, aún en los tiempos actuales, sigue siendo un desafío. Pero aquí estamos, impulsando el sur de nuestro país y, de a poco, otros extremos de nuestra geografía.

En cuanto a nuestro foco, hace ya un buen tiempo, dejó de estar hacia el interior y se puso en nuestros clientes. Es por ellos por quienes trabajamos día a día, lo que se refleja en la fuerte mejoría en nuestros estándares de calidad de servicio (cumplimos con el 99% de los nuevos y estrictos estándares exigidos) y en la gratitud de nuestros clientes y sus familias al recibir el servicio y acompañamiento que se merecen.

Esto quedó demostrado en los resultados de las encuestas de satisfacción de nuestros clientes, en donde a fines del 2022 obtuvimos los mejores resultados históricos en esta medición, con una importante y destacada mejora, superando niveles del 50% de satisfacción en los últimos meses, que se ubica en uno de los más altos de la industria.

La integridad, el buen actuar, la transparencia y velar por desempeñarnos con los más altos estándares éticos es una herencia que hemos recibido de nuestros accionistas. Ello nos ha permitido ser precursores de mejores prácticas en nuestro modo de relacionarnos y de hacer negocios, lo que nos llevó a ser nuevamente reconocidos por Fundación Generación Empresarial por nuestro compromiso con la integridad.

No cabe duda de que han sido años complejos. De más está decir que el estallido social, la pandemia, la guerra de Ucrania y la situación económica global han remecido el modo en que funciona el mundo y nadie ha quedado fuera. Todo nuestro quehacer en los últimos años nos ha permitido estar preparados para responder a los obstáculos, cuidar a nuestro personal, diseñar modelos eficientes de trabajo remoto y flexibilizar nuestras herramientas para salir adelante como equipo.

Durante el comienzo del 2022 fuimos capaces de retornar a la oficina y, al mismo tiempo, encontrar modelos híbridos de trabajar fundados en la confianza en nuestros colaboradores y la compleja tarea de congeniar los distintos e importantes ámbitos del ser humano.

Por otra parte, durante el año que pasó nos vimos enfrentados a complejos escenarios relacionados con la situación climática. Ello nos sometió a presiones sin precedentes en materia de incendios forestales y temporales. Para abordar esta nueva realidad actuamos juntos, coordinados y cohesionados, logrando mantener elevados estándares de calidad de servicio y acompañando a nuestros clientes.

Acorde con los nuevos tiempos, renovamos nuestra imagen corporativa, reemplazando nuestras marcas por nuevos diseños donde velamos porque colaboradores y clientes se sintieran identificados.

En este año 2022 que termina tuvimos resultado negativo antes de impuestos de MM\$10.123, explicado principalmente por los aumentos en el costo financiero y en la inflación, así como diversos desafíos regulatorios. Sin embargo, nuestros accionistas siguen comprometidos con el desarrollo de la industria energética de nuestro país, lo que queda en evidencia en los más de MM\$166.000 destinados a inversión durante el mismo periodo, cifra superior al EBITDA del año, que ascendió a MM\$163.346.

Prueba de lo mismo es la adquisición por parte de nuestros accionistas de Enel Transmisión Chile S.A., como resultado de lo cual las transmisoras de Grupo Saesa se ubicaron como la tercera de la industria, llegando además a la Región Metropolitana, zona geográfica que hasta ahora nos era ajena.

Han sido años de incertidumbre, pero de renacimiento y fortalecimiento. Nuestro capital más importante son todos y cada uno de nuestros colaboradores, que son el motor y alma de esta compañía. Su motivación, compromiso y orientación a la excelencia es lo que nos permite lograr todo lo que venimos comentando y mucho más. Nuestro más sincero agradecimiento va para ellos y sus familias. Esto nos motiva a no descansar en la persecución de la excelencia y seguir avanzando con paso firme por el desarrollo de nuestro país.



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3

PRESIDENTE

VISIÓN CORPORATIVA

VISIÓN

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

Nuestro trabajo se fundamenta en un profundo compromiso con nuestros clientes, el cuidado y desarrollo de nuestros trabajadores y la modernización de la industria eléctrica en Chile. Nuestra visión tiene una perspectiva de largo plazo, que busca crear valor para nuestros accionistas.

MISIÓN

En los siguientes años Grupo Saesa, al cual pertenece Edelaysen, 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 2023 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, se 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 2023

El año 2023 Grupo Saesa seguirá desarrollando el trabajo en los distintos ámbitos de su negocio, abordando los desafíos de alcanzar otro estándar de eficiencia operacional, redefiniendo una cultura verdaderamente centrada en el cliente, fortaleciendo las comunicaciones, la cultura y las personas.

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar sus objetivos, la empresa deberá buscar y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e imprimir en su quehacer diario estos siete valores fundamentales:

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

ANTECEDENTES DE LA SOCIEDAD

Razón Social

Empresa Eléctrica de Aisén S.A.

Nombre de Fantasía

Edelaysen

Rol Único Tributario

88.272.600-2

Domicilio Legal

Isidora Goyenechea 3621, Piso 3, Las Condes, Santiago

Domicilio Comercial

Bulnes 441, Osorno

Fono

+56 22 414 7500

Fax

+56 22 414 7009

Correo Electrónico

infoinversionistas@saesa.cl

Sitio web

www.gruposaes.cl

Atención Inversionistas

+56 64 238 5400

Tipo de Entidad

Sociedad Anónima Cerrada

Inscripción Registro de Entidades Informantes

Nº28

Fecha de inscripción en el Registro de Entidades Informantes

09/05/2010

DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS

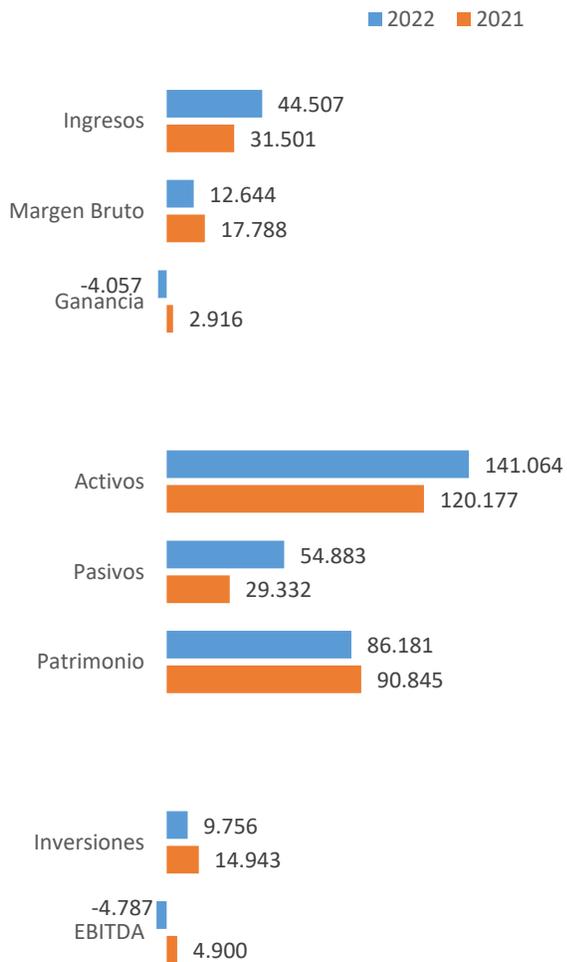
Empresa Eléctrica de Aisén Ltda., es constituida por escritura pública de fecha 26 de febrero de 1982, otorgada en Notaría de Santiago de don Enrique Morgan Torres. Extracto autorizado inscrito a fojas 28 vta. N°18 del Registro de Comercio de Coyhaique de 1982, y publicado en el Diario Oficial de fecha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

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

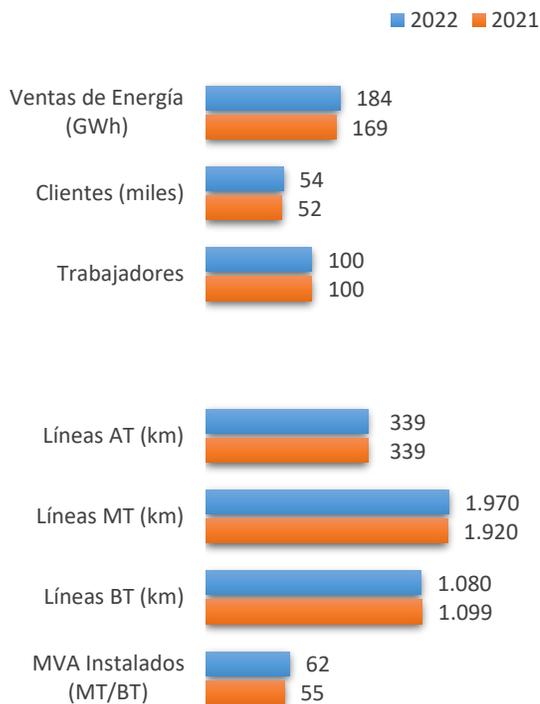
Por escritura pública de fecha 9 de diciembre de 2002, otorgada en la Notaría de Coyhaique de don Teodoro Patricio Durán Palma, cambió su domicilio social a la ciudad de Santiago. Extracto autorizado fue inscrito a fojas 1612 N°1316, del Registro de Comercio de Santiago de 2003, y publicado en el Diario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

ANTECEDENTES RELEVANTES

ANTECEDENTES FINANCIEROS (MM\$)



ANTECEDENTES OPERACIONALES

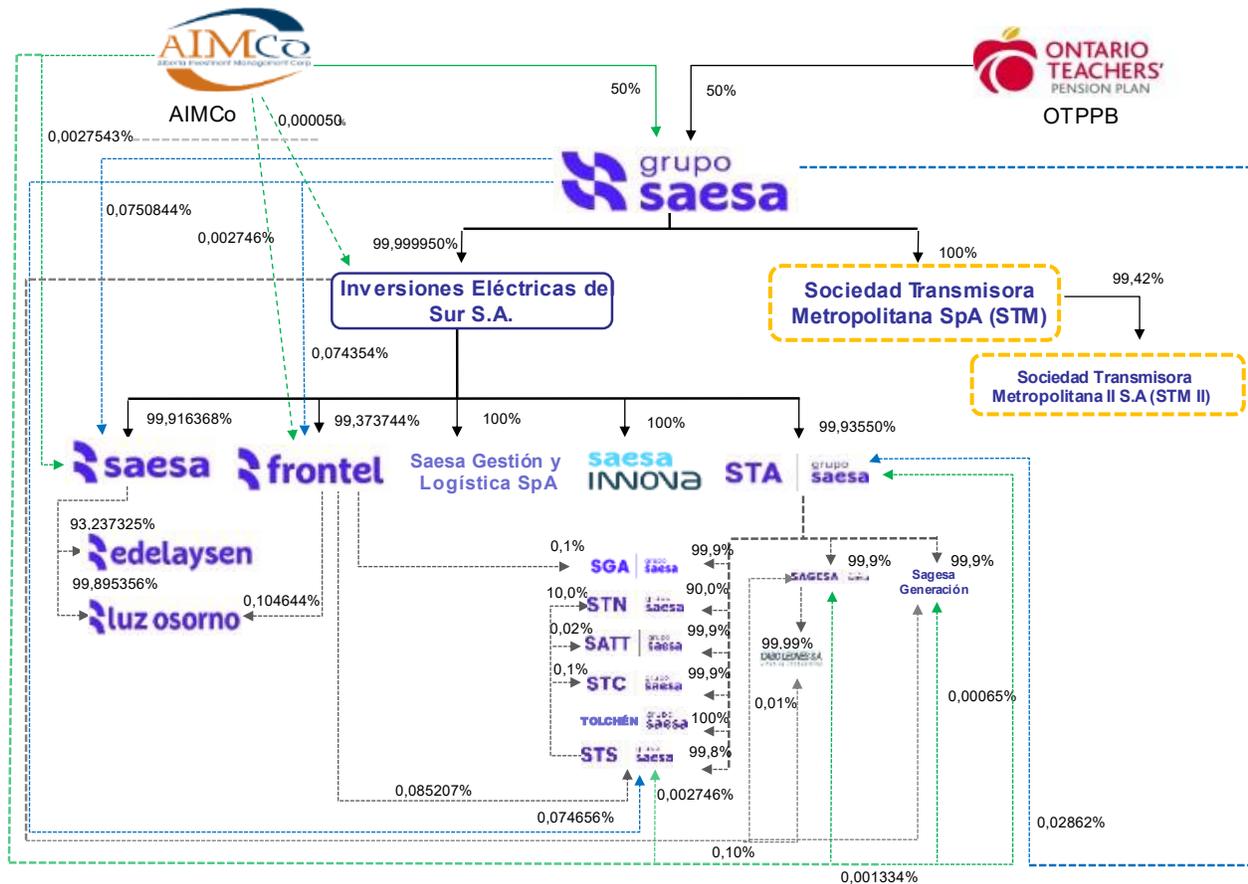


CAPACIDAD DE CENTRALES

	Tipo Tecnología	MW Instalados	N° Centrales
Edelaysen	Hidroeléctricas	22,59	7
	Eólica	2,97	1
	Diésel	49,80	19
	Total	75,358	27

RELACIÓN DE LA PROPIEDAD

La estructura de la propiedad de Grupo Saesa, al cual pertenece Edelaysen, al 31 de diciembre de 2022 es la siguiente:



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

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

PROPIEDAD Y CONTROL

Al 31 de diciembre de 2022 el número de accionistas de Edelaysen alcanzaba los 126, siendo los doce mayores los siguientes:

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

GOBIERNO CORPORATIVO

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

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

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

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

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

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

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS Y PROGRAMA DE COMPLIANCE

Las empresas pertenecientes a Grupo Saesa, en este caso Edelaysen, 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 iniciativas, instrumentos, y políticas internas entre las cuales destacan la adopción e implementación de un Modelo de Prevención de Delitos y un Sistema de Gestión de Compliance:

MODELO DE PREVENCIÓN DE DELITOS

El año 2011, Grupo Saesa, al cual pertenece Edelaysen, 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.

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 la Sociedad. 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.

El Modelo, que en sus inicios tuvo por finalidad prevenir la comisión de los delitos de lavado de activos, financiamiento del terrorismo y cohecho a funcionario público nacional o extranjero, ha vivido, desde su instauración legal, un proceso de transformación importantísimo impulsado por sendas reformas legales que encuentran su génesis en profundos cambios sociales que ha experimentado el país y que dan cuenta de la relevancia que la sociedad entrega hoy al papel que juegan las empresas en relación con el combate a la corrupción y el fomento de buenas prácticas corporativas que apunten al bien común, más allá de la creación de valor o la rentabilidad misma.

De esta forma, en el año 2016 se dictó la primera reforma al estatuto de responsabilidad penal de las personas jurídicas a través de la Ley N° 20.931, conocida como Ley 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.

Posteriormente, el 20 de noviembre de 2018 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.121, que aumentó las penas de los delitos asociados a la corrupción y modificó de manera sustancial el régimen de responsabilidad penal de la empresa contenido hasta ese entonces en la Ley N° 20.393 al incorporar cuatro nuevos delitos: i) administración desleal; ii) corrupción entre particulares; iii) negociación incompatible y: iv) apropiación indebida.

Dos meses más tarde, mediante la publicación de la Ley N° 21.132, de 31 de enero de 2019, que moderniza y fortalece el ejercicio de la función pública del Servicio Nacional de Pesca, se incluyeron cuatro nuevos ilícitos, entre los cuales se encuentra el transversal delito de contaminación de aguas.

Estas modificaciones significaron llevar a cabo un segundo proceso de actualización del Modelo de Prevención de Delitos y sus políticas asociadas, labor que se inició en 2019 y culminó en 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 la Sociedad pudiera estar expuestas. Del mismo modo, se modificaron las cláusulas de responsabilidad penal que habitualmente se insertan en los contratos de trabajadores, contratistas y proveedores de la Sociedad, así como el capítulo que sobre la materia se incorpora en los Reglamentos Internos de la empresa.

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.

Luego, y a raíz de las 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, en marzo de 2021, una mención expresa a los delitos de: i) Inobservancia de medidas sanitarias decretadas por la autoridad en caso de epidemia o pandemia y; ii) Obtención fraudulenta de prestaciones del seguro de cesantía. Cabe aclarar que este último delito se dictó con carácter transitorio y hoy no se encuentra vigente.

En abril de 2021, solo un mes después de la última actualización del Modelo, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 21.325 de migración y extranjería, la cual endurece la pena aplicable al delito de trata de personas y lo incorpora, a su vez, al catálogo de delitos de la Ley N° 20.393.

Siguiendo con la tendencia, en enero de 2022 se incluyen en la Ley N° 20.393 los delitos tipificados en el Título II de la Ley N° 17.798 sobre Control de Armas.

Unos meses más tarde, en junio de 2022, se publica la Ley N° 21.459 sobre delitos informáticos, sumando al ya abultado listado de delitos de la Ley 20.393 los siguientes: i) ataque a la integridad de un sistema informático; ii) acceso ilícito; iii) interceptación ilícita; iv) ataque a la integridad de los datos informáticos; v) falsificación informática; vi) receptación de datos informáticos; vii) fraude informático y; viii) abuso de dispositivos.

Finalmente, mediante la dictación de la Ley N° 21.448, de 27 de septiembre de 2022, se modifica el Código Penal y el Código Procesal Penal para tipificar el delito de sustracción de madera y habilitar el uso de técnicas especiales de investigación para su persecución, incorporándolo como uno más de aquellos susceptibles de generar la responsabilidad penal de la empresa.

Dada la intensa actividad legislativa que ha venido modificando el estatuto original de responsabilidad penal de las personas jurídicas, la Sociedad se encuentra hoy en un acabado proceso de revisión de sus matrices de riesgos relacionados a la eventual comisión de delitos y actualizando, una vez más, su Modelo de Prevención a fin de ajustarse a la realidad jurídica actual.

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 político, social, sanitario y económico que vive el país, manteniendo siempre su alto estándar de integridad.

Desde la implementación del referido Modelo, la Sociedad se ha preocupado de capacitar a su personal interno y también a los trabajadores de sus empresas contratistas, tanto en la modalidad presencial como *e-learning*, ésta última fuertemente robustecida durante los años 2020 y 2021 dada la situación de pandemia. Durante el año 2022 se han retomado paulatinamente las capacitaciones y encuentros formativos presenciales

El proceso anual de capacitación *e-learning* sobre la Ley 20.393 aplicado a todos los trabajadores propios finalizó el 2022 con una tasa de aprobación del 99%, la más alta desde que se implementó el curso. Por su parte, gracias al desarrollo del plan estratégico denominado Plan Contratistas, el cual aborda aspectos de compliance e integridad en el eje de “gestión”.

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, año a partir del cual había venido obteniendo su correspondiente certificación con una vigencia anual. Sin embargo, durante el año 2020 Grupo Saesa; al cual pertenece Edelaysen obtuvo, por primera vez, la certificación del Modelo por un periodo de 2 años para todas sus empresas.

De esta forma, y de acuerdo a la planificación establecida, en agosto del año 2022 Feller Rate otorgó una nueva certificación al Modelo de Prevención de Delitos de las empresas de Grupo Saesa, con una vigencia de 2 años.

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

En efecto, la Sociedad 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 compañía, 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; al cual pertenece Edelaysen, inició la implementación de un Sistema de Gestión 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 Edelaysen, “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.

De esta forma, la creación orgánica y funcional de la Unidad de Cumplimiento en 2017, bajo los parámetros y lineamientos de la Alta Dirección, convertida y potenciada hoy en un área dependiente de la Gerencia Legal, 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 Sistema de Gestión 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 remediar sus efectos.

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. La Sociedad 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 Sistema de Gestión 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 Sistema de Gestión dan cuenta del compromiso organizacional con la eficiencia y la 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 la Sociedad promueve.

Es importante destacar, que durante el 2022 a nivel de Grupo Saesa, se realizaron 36 actividades formativas a las que asistieron más de 6 mil participantes, entre los que se cuentan trabajadores propios y personal contratista, y que se traducen en 6.613 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.

Entre las temáticas abordadas por el plan anual de capacitaciones de compliance destacan i) normas de integridad o código de conducta; ii) anticorrupción; iii) libre competencia; iv) protección de datos personales; v) manejo de información confidencial; vi) conflictos de intereses; vii) acoso sexual en el trabajo; viii) cultura de integridad y cumplimiento, entre otros.

En consonancia con lo anterior, este 2022 Grupo Saesa aceptó, una vez más, el desafío de “medir su integridad” aplicando, por sexto año consecutivo, el Barómetro de Valores e Integridad Organizacional (BVIO), que impulsa la Fundación Generación Empresarial. El objetivo de la encuesta es 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 las evidencias solicitadas en la pauta de acreditación, hicieron a la Sociedad merecedora de la distinción máxima otorgada, al recibir por cuarto año consecutivo, el “Reconocimiento Generación Empresarial al Compromiso con la Integridad 2022”.

Esta vez Grupo Saesa, fue una de las dos empresas destacadas en la categoría “Trayectoria” de entre las 104 empresas y entidades no empresariales que se sometieron a la evaluación. Cabe mencionar, que la Sociedad es hoy la única empresa en Chile que ha recibido este reconocimiento durante cuatro años consecutivos, lo que ha sido catalogado por la propia organización del evento como “todo un logro”. Este galardón no hace más que reconocer el trabajo sistemático que año tras año la Sociedad 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	2	3
Entre 41 y 50 años	1	-	1
Entre 51 y 60 años	1	1	2
Entre 61 y 70 años	2	-	2
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	2	3	5
Entre 3 y 6 años	-	-	-
Entre 6 y 9 años	-	-	-
Entre 9 y 12 años	2	-	2
Mayor a 12 años	1	-	1
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	2	1	3
EXTRANJERA	3	2	5

DIVERSIDAD EN LA GERENCIA GENERAL Y DEMÁS GERENCIAS

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

DIVERSIDAD EN LA ORGANIZACIÓN

RANGO DE EDADES (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 30 años	11	1	12
Entre 30 y 40 años	33	10	43
Entre 41 y 50 años	23	3	26
Entre 51 y 60 años	15	2	17
Entre 61 y 70 años	1	-	1
Mayor a 70 años	-	-	-
ANTIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
Menor a 3 años	17	4	21
Entre 3 y 6 años	27	9	36
Entre 6 y 9 años	9	-	9
Entre 9 y 12 años	8	-	8
Mayor a 12 años	22	3	25
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	TOTAL
CHILENA	81	14	95
EXTRANJERA	2	2	4

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	-	-	-	-	11	1	11	1	10,2%	0,9%
Entre 30 y 40 años	1	2	-	-	33	10	34	12	31,5%	11,1%
Entre 41 y 50 años	1	-	1	-	23	3	25	3	23,1%	2,8%
Entre 51 y 60 años	1	1	-	-	15	2	16	3	14,8%	2,8%
Entre 61 y 70 años	2	-	-	-	1	-	3	-	2,8%	0,0%
Mayor a 70 años	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0%	0,0%
TIGUEDAD (AÑOS)	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
Menor a 3 años	2	3	-	-	17	4	19	7	17,6%	6,5%
Entre 3 y 6 años	-	-	-	-	27	9	27	9	25,0%	8,3%
Entre 6 y 9 años	-	-	1	-	9	-	10	-	9,3%	0,0%
Entre 9 y 12 años	2	-	-	-	8	-	10	-	9,3%	0,0%
Mayor a 12 años	1	-	-	-	22	3	23	3	21,3%	2,8%
NACIONALIDAD	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES	HOMBRES	MUJERES
CHILENA	2	1	1	-	81	14	84	15	77,8%	13,9%
EXTRANJERA	3	2	-	-	2	2	5	4	4,6%	3,7%
							82,4%	17,6%		
							108			

*Incluye Directorio

BRECHA SALARIAL POR GÉNERO

- PROMEDIO TOTAL REMUNERACIONES (HABERES FIJOS + BONOS)

FAMILIA DE CARGO	G.FEMENINO	G.MASCULINO	DIFERENCIA
Administrativos	107%	100%	-7%
Enc. Unidad	95%	100%	5%
Jefes de Área	0%	100%	100%
Linieros	0%	100%	100%
Profesionales	88%	100%	12%
Supervisores	81%	100%	19%
Técnicos	94%	100%	6%

DIRECTORIO

En el año 2022 el Directorio de Edelaysen, se compone de 8 integrantes, sin contemplar la existencia de miembros suplentes. La duración en sus cargos corresponde a un periodo de dos años, pudiendo ser reelegidos.

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



PRESIDENTE

Jorge Lesser García- Huidobro
Ingeniero Civil
Rut 6.443.633-3



VICEPRESIDENTE

Iván Díaz-Molina
Ingeniero Civil
Rut 14.655.033-9



DIRECTOR TITULAR

Juan Ignacio Parot
Ingeniero Civil Industrial
Rut 7.011.905-6



DIRECTOR TITULAR

Luz Granier
Ingeniero Comercial
Rut 7.040.317-K



DIRECTOR TITULAR

Jonathan Reay
Administrador de Inversiones
Extranjero



DIRECTOR TITULAR

Shama Naquashbandi
Abogada
Extranjera



DIRECTOR TITULAR

Stephen Best
Contador Público
Extranjero



DIRECTOR TITULAR

Ashley Munroe
Ingeniero Civil
Extranjera

Durante los últimos años el Directorio ha estado compuesto por los siguientes miembros:

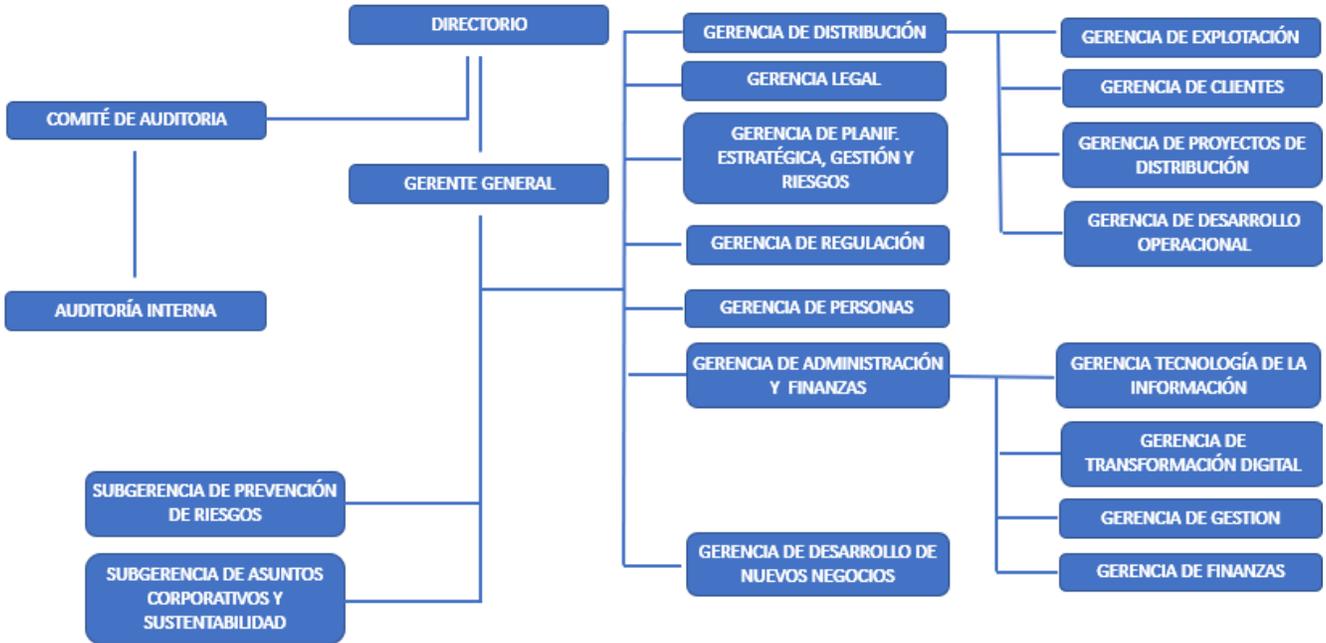
NOMBRE	RUT	PROFESIÓN	CARGO	FECHA ÚLTIMO NOMBRAMIENTO	FECHA CESACIÓN
JORGE LESSER G.	6.443.633-3	INGENIERO CIVIL	PRESIDENTE	11-05-2022	-
IVÁN DÍAZ-MOLINA	14.655.033-9	INGENIERO CIVIL	VICEPRESIDENTE	11-05-2022	-
JUAN IGNACIO PAROT B.	7.011.905-6	INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
LUZ GRANIER	7.040.317-K	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	17-08-2022	
SHAMA NAQUASHBANDI	EXTRANJERO	ABOGADA	DIRECTOR TITULAR	17-08-2022	
JON REAY	EXTRANJERO	ADMINISTRADOR DE INVERSIONES	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
STEPHEN BEST	EXTRANJERO	CONTADOR PÚBLICO	DIRECTOR TITULAR	17-08-2022	
ASHLEY MUNROE	EXTRANJERO	INGENIERO CIVIL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	-
WALDO FORTÍN C.	4.556.889-K	ABOGADO	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	17-08-2022
STACEY PURCELL	EXTRANJERO	INGENIERO COMERCIAL	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	17-08-2022
CHRISTOPHER POWELL	EXTRANJERO	INGENIERO BACHILLER EN CIENCIAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2021	17-08-2022
BEN HAWKINS	EXTRANJERO	MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS	DIRECTOR TITULAR	30-04-2020	14-10-2020
DALE BURGESS	EXTRANJERO	CONTADOR AUDITOR	DIRECTOR TITULAR	26-04-2018	22-08-2018

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	Diego Molina Henríquez / Ingeniero Civil Industrial / RUT 9.906.254-1 Fecha nombramiento 01 de marzo de 2022
Gerente de Finanzas	Mauricio Núñez Villalobos / Ingeniero Civil Industrial / RUT 15.364.050-5 Fecha nombramiento 01 de marzo de 2022
Gerente de Gestión	Cristian Quintana Rubio / Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad /10.175.877-K / Fecha nombramiento 01 de marzo de 2022
Gerente Legal	Sebastián Sáez Rees / Abogado / RUT 8.955.392-K Fecha nombramiento 1 de octubre de 2007
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 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 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 Ricardo Venegas Espinoza / Ingeniero Comercial / RUT 9.908.526-6 Fecha nombramiento 07 de noviembre de 2022
Gerente Tecnología de la Información	Sergio Sánchez Ríos / Ingeniero en Informática / RUT 13.257.722-6 Fecha nombramiento 23 de marzo de 2020

ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

El Directorio, el Gerente General y el Comité Ejecutivo, desempeñan los mismos cargos y funciones tanto en la matriz Inversiones Eléctricas del Sur S.A como en Edelaysen:



MARCHA DE LA EMPRESA

La Sociedad es filial de Sociedad Austral de Electricidad S.A., ambas pertenecientes al Grupo Saesa, y que, en su conjunto, han realizado en 2022, distintas actividades como muestra del compromiso como empresa socialmente responsable, haciéndose presente en todos los ámbitos de acción: comunidad, medioambiente, personas, operaciones y financiero.

EXCELENCIA OPERACIONAL

Durante los últimos años, Edelaysen ha vivido un importante proceso de transformación y modernización de sus operaciones con el objetivo de seguir entregando energía segura y confiable a sus clientes. Este proceso de modernización se ha centrado en el ámbito del fortalecimiento de la red de distribución, la implementación de nuevos modelos de operación, el desarrollo de las personas y una última etapa, en la cual hoy se encuentra trabajando la compañía, que es la eficiencia y el foco en la información al cliente, particularmente desde sus equipos técnicos de terreno. Este proceso de transformación busca consolidar un servicio seguro y continuo, que garantice una experiencia de calidad hacia el cliente.

En el año 2022, se ha continuado mejorando la calidad de servicio, a pesar de las numerosas dificultades y en especial las inclemencias del clima vividas entre enero y septiembre, que trajeron ocho fuertes y prolongados temporales, siendo los de abril los de mayor impacto de los últimos 5 años. Gracias a las inversiones y planes de mantenimiento de la red, así como a una efectiva gestión tecnológica y de equipos en terreno desde los centros de control, se obtuvieron buenos resultados, logrando una recuperación promedio del 87% de los clientes en el primer día.

En cuanto al desempeño anual de la calidad de servicio, medida por los indicadores globales SAIDI y SAIFI, que representan las horas promedio en que los clientes permanecen sin suministro y la cantidad de interrupciones promedio por cliente, debido a la responsabilidad de sus distribuidoras, ha mejorado considerablemente en comparación con 2017: Edelaysen pasó de 34.4 a 12.66 horas y su matriz; Saesa pasó de 21.0 a 14.78 horas, esto dado el robusto plan de inversión, mantenimiento y gestión operacional implementado.

El plan de inversiones de los últimos años ha estado enfocado principalmente en la implementación de equipos de maniobra automática, buscando establecer una red inteligente y flexible capaz de reducir el número de clientes afectados por una interrupción y el tiempo de esta, mediante transferencia de consumos. Este fortalecimiento de la red ha permitido que, ante interrupciones de gran envergadura, la capacidad de restablecimiento del suministro se realice antes de 30 minutos al 80% de los clientes afectados.

Respecto del desarrollo del Plan de Mantenimiento de Líneas y Equipos se ha logrado avanzar de manera efectiva, en la estrategia preventiva asociada a la inspección de instalaciones prioritarias y críticas de la red de distribución, con un progreso de más de 10.000 km. de líneas MT y del 100% de los equipos primarios inspeccionados, generando con ello, de manera oportuna y adecuada las distintas acciones de mantenimiento o renovación, lo que se orienta y alinea con el próximo objetivo, que dice relación con el mantenimiento predictivo y de gestión de activos (basado en condición y/o riesgo)

Respecto al manejo de vegetación, se ha implementado una estrategia que define polígonos troncales, forestales, arranques secundarios y centros urbanos con las variables de criticidad según un levantamiento, todo esto, apoyado por tecnología y recursos humanos especializados (capas satelitales, drones e inspección pedestre), matriz de crecimiento, densidad, análisis histórico de fallas, impacto en indicadores de calidad, y topología de la red, realizando una evaluación trimestral del plan. Durante el año 2022 a nivel de grupo empresarial, se realizó la

ejecución de 6.307 km. con un presupuesto de MM\$8.800 con 88 brigadas, 6 líneas de mantenimiento mecanizado y la aplicación de herbicida en algunas especies, todos los trabajos según los estándares establecidos en el manual de calidad.

De igual forma durante el año 2022, se avanzó en la consolidación de la técnica constructiva de soterrar líneas de media tensión directo en tierra. Esta técnica aplicada principalmente en zonas rurales permitirá a la compañía disminuir las interrupciones principalmente por caída de árboles, impacto de aves, choques de postes, entre otras, lo que implica una mejora sustancial en la calidad de servicio a los clientes. Por otro lado, esta solución que tiene una importante inversión inicial tiene también una reducción en gastos, dada la disminución del mantenimiento de líneas y de la faja eléctrica, que se refleja en las compensaciones legales destinadas a los clientes debido a la menor cantidad de interrupciones.

Dentro del desafío de avanzar en materia de transformación digital con foco en mejorar la calidad de servicio, se han implementado soluciones sistémicas para robustecer el plan de mantenimiento anual en Saesa y sus filiales, incorporando el gestor de tareas que permite efectuar inspecciones, registrar hallazgos y automatizar la asignación de tareas de mantenimiento en un entorno de un 100% digital, optimizando tiempos de respuesta, entregando trazabilidad sistémica de las acciones y posibilitando el seguimiento de la ejecución de las actividades planificadas.

Orientados al mantenimiento predictivo, se incorporó una plataforma web destinada al análisis de fotografías, videos y/o imágenes termográficas mediante herramientas de Inteligencia Artificial (Machine Learning), orientada a la detección de irregularidades, condiciones anormales o hallazgos en los elementos que componen la red de distribución de Media Tensión perteneciente a Saesa y sus filiales.

Dentro de los estándares operacionales, y a modo de entregar un suministro seguro y confiable, se avanzó en mejorar la operación de los procesos bajo estándares internacionales, en particular desde el año 2019 Frontel se ha certificado en la "Norma ISO 22301 de Continuidad del Negocio", lo que permite responder y estar preparados de forma segura y correcta, frente a eventos disruptivos que pudieran afectar el suministro eléctrico.

Desde el año 2022, la compañía está trabajando y preparándose para avanzar en la certificación de la "Norma ISO 55001 de Gestión de Activos", que permitirá administrar las instalaciones de la red de distribución, de una forma estratégica que asegure un servicio eléctrico continuo, de calidad y con rentabilidad en los activos.

SUSTENTABILIDAD

Reporte y Estrategia de Sustentabilidad

A mediados del año 2022 Grupo Saesa, matriz de Saesa y sus filiales (en este caso Edelaysen), publica su tercer Reporte de Sustentabilidad, que da cuenta a todos los stakeholders, en forma transparente y detallada, la gestión realizada durante el año 2021.

Al igual que en años anteriores y para informar acerca de los planes, actividades, objetivos y resultados en materia social, ambiental y económica, la compañía continuó basándose en la metodología GRI (*Global Reporting Initiative*) para la elaboración del reporte, apegados de esta forma a estándares y parámetros de nivel mundial.

La estrategia 2022 en materias de sustentabilidad se sostuvo en 3 pilares fundamentales: **Operación Responsable**, entregando energía con los más altos estándares de la industria; **Sintonía con el Entorno**, en virtud del cual se busca sintonizar y alinear las diferentes actividades con los intereses de la comunidad y el cuidado del medio ambiente, y finalmente el pilar de la **Amplificación Energética**, que busca proveer alternativas y soluciones sustentables tales como el recambio energético y el acceso de zonas aisladas a la electricidad mediante el uso de nuevas tecnologías.

INICIATIVAS DE RELACIONAMIENTO COMUNITARIO

Programa Somos Vecinos

Este programa que lleva desarrollándose desde hace 10 años en la compañía, es un espacio de encuentro y diálogo con la comunidad que busca principalmente atender inquietudes, trabajar conjuntamente en soluciones y entregar información de interés a diferentes miembros de la comunidad, a través de reuniones participativas presenciales o modalidad online con organizaciones sociales, como juntas de vecinos, bomberos, comunidades rurales, gremios, cámaras de comercio, concejos municipales, clubes deportivos, escuelas y liceos, entre otros.

El 2022, tras la pandemia, se logró reactivar dichas reuniones presenciales totalizando alrededor de 150 encuentros, reuniendo en estos a más de 1.700 personas a lo largo de 45 comunas, en la misma línea y enfocados en potenciar el desarrollo de este programa, es que en el transcurso del año se realizaron 296 programas radiales, en 130 radios diferentes a lo largo de 98 comunas, completando más de 10 mil minutos al aire, llevando información actualizada y útil a comunidades lejanas geográficamente.

Programa Liga Saesa

Considerado el más importante campeonato de básquetbol formativo que existe en Chile y principal semillero de jóvenes talentos que nutren a selecciones nacionales menores. Esta liga es financiada y organizada por Grupo Saesa desde el año 1999.

Este 2022, se reabrieron las puertas del campeonato para continuar apoyando el deporte y transformando la vida de niños, jóvenes y por supuesto sus familias, en torno a la sana competencia y el trabajo en equipo. Se jugaron más de 400 partidos a lo largo de 5 meses, con la presencia de aproximadamente 1.600 niños y jóvenes basquetbolistas orgullosos representantes de 20 clubes pertenecientes a 16 comunas.

Programa A la Escuela con Energía

Con el propósito de conectar con el inicio de clases, este programa contempla la entrega de mochilas, útiles escolares y equipamiento audiovisual, musical o deportivo a escuelas rurales y sus niños.

Adicionalmente se incentiva el ahorro de energía, a través de una competencia de eficiencia energética entre las escuelas, donde se les orienta respecto del consumo de sus artefactos eléctricos y se les proponen diferentes medidas de ahorro.

El 2022 a nivel de grupo empresarial al que pertenece Edelaysen participaron en el programa 96 escuelas de 39 comunas diferentes involucrando de esta forma en la competencia por ahorrar energía a más de 2.500 niños. El resultado de esta iniciativa fue; 8 escuelas ganadoras que en promedio lograron disminuir casi un 40% de su consumo eléctrico con respecto al año anterior.

Programa de Conexión de Sedes Sociales

A través de este programa, se busca conectar a la red eléctrica a sedes sociales de juntas de vecinos, organizaciones comunitarias, clubes deportivos, parroquias o rucas, construidas con el esfuerzo de los vecinos, pero que no han contado nunca con suministro eléctrico. Es así como durante el 2022 el grupo empresarial al que pertenece Edelaysen ha conectado a la red y la instalación eléctrica interior sin costo alguno, a 22 inmuebles en 15 comunas, estimando más de 2 mil personas beneficiadas.

Programa Liceos Eléctricos

Con foco en el proceso formativo de estudiantes de electricidad, de tercer y cuarto año de enseñanza media de liceos técnico-profesionales, este programa cumplió diez años desde su lanzamiento, con un total de 22 liceos beneficiados, compartiendo con ellos conocimientos y experiencias a través de clases prácticas y teóricas, demostraciones, visitas guiadas, entrega de elementos de protección personal y la donación de patios de entrenamiento construidos para los establecimientos.

El 2022 se sumaron 3 nuevos liceos y 90 alumnos a este programa, establecimientos pertenecientes a las comunas de Chile Chico, Gorbea y Arauco.

Programa Mujeres con Energía

Este programa que nace como un hito en medio de la pandemia y gracias a la comunicación permanente con la comunidad, permitió a la compañía visibilizar diferentes historias de mujeres que habían quedado sin trabajo como consecuencia de la crisis sanitaria y que por supuesto requerían de manera urgente un apoyo real que les permitiera contar con adecuadas herramientas que eventualmente las llevaran a poder desarrollar un emprendimiento de la mejor manera posible.

Es así como surge este programa, que trata de una academia de emprendimiento articulada con la colaboración del Instituto Profesional AIEP y los Centros de Negocios Sercotec, que entrega capacitación a microempresarias de todas las edades, desde la región de Ñuble hasta la región de Aysén.

El 2022, a partir de 2 academias desarrolladas durante el año a nivel del grupo empresarial al que pertenece Edelaysen, se recibieron 1.033 postulaciones, seleccionando finalmente a 172 emprendedoras, que pudieron asistir a clases virtuales, con módulos de libre acceso y clases magistrales impartidas. Entre las alumnas, se premiaron a las 40 mujeres con mejor desempeño académico, quienes fueron reconocidas con importantes premios.

Programa Conecta tu Energía

Edelaysen, conectado en todo momento con la necesidad de las personas de mantenerse activamente relacionadas con el mundo a través de sus teléfonos, en especial en momentos críticos como pudiera ser por ejemplo en un centro asistencial con tiempos de espera considerables, es que realiza durante el 2022 una donación de 24 tótems de carga eléctrica para celulares a centros de salud familiar, hospitales y un terminal de buses, estimando aproximadamente 17 mil personas beneficiadas en 24 comunas.

Programa Barrios con Energía

A través de este programa se busca llevar luz a espacios públicos para que la comunidad pueda volver a compartir en lugares tales como plazas, parques, canchas de futbol o multicanchas de barrios entre otros. Lo más relevante además de contribuir con iluminación es también velar por la seguridad de los vecinos en lugares tan frecuentados como paraderos de micros, costaneras o muelles.

El 2022 a nivel del grupo empresarial al que pertenece Edelaysen, se llevaron a cabo 18 intervenciones lumínicas en 18 comunas diferentes llevando luz a espacios potencialmente inseguros y beneficiando con ello a más de 12 mil personas en total.

Programa No + Pilas

Desde su implementación, hace más de 10 años, la compañía apoya diferentes iniciativas de instituciones y comunidades para la recolección de pilas. Las campañas tienen como objetivo evitar que las pilas, consideradas un residuo peligroso, lleguen al medioambiente y lo contamine. Edelaysen se responsabiliza del transporte y disposición final.

El 2022 a nivel de grupo empresarial se logró reunir alrededor de 14 toneladas de pilas a lo largo de 70 comunas y 5 regiones, como se detalla más adelante en el apartado de medioambiente.

MEDIOAMBIENTE

En el contexto del cuidado del medioambiente, desde el año 2011 Edelaysen 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), Municipalidades y comunidad organizada 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 “No + Pilas”, invita a la toda la comunidad a formar parte activa de esta iniciativa, continuando una cultura de recolección domiciliaria y disposición en puntos habilitados.

Desde su implementación se han apoyado campañas donde se han reunido más de 79 toneladas de pilas, en el año 2022 se realizaron un total de 9 campañas donde se logró recolectar un total de 13.882 kg., distribuidos de la siguiente manera: Edelaysen 750 kg. (5%) su matriz Saesa 7.866 kg. (57%), y la relacionada Frontel 5.266 kg. (38%),

De igual forma, durante el año 2022 se gestionaron 301 toneladas entre equipos eléctricos asociados a transformadores y reguladores en desuso, los cuales se distribuyen en las siguientes proporciones; 281.000 kg. correspondientes a la matriz de Edelaysen; Saesa (93,35%) y 20.000 kg. (6,65%) correspondientes a la relacionada Frontel.

En este año, y luego de haber retomado el trabajo presencial, se reanudó la gestión de residuos reciclables en el edificio corporativo de la compañía. En dicho contexto, entre enero y diciembre se logró reincorporar a la cadena de valor un total de 3,14 toneladas de residuos reciclables, una cifra que muestra una leve disminución respecto del año anterior. Durante este periodo ingresaron al proceso de economía circular 3.140 kg. de residuos, a nivel del grupo empresarial al que pertenece Edelaysen; que se distribuyeron de la siguiente forma; papel 553,65 kg. (18%), cartón 1.015,1 kg. (32%), plástico 223,3 kg. (7%), aluminio 59,65 kg. (2%), residuos orgánicos 409,4 kg. (13%), vidrio 835,1 kg. (27%) y tetrapak 43,5 kg. (1%).

Otro tipo de residuos que pasaron por un proceso de revalorización durante el año 2022, son aquellos denominados Residuos Industriales No Peligrosos (RINP) 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 un total de 2.478 toneladas, distribuidas en los siguientes tipos; Hormigón 2.109,1 toneladas (85,1%), Tejas y materiales cerámicos 67 toneladas (2,7%), Cobre 151,2 toneladas (6,1%), Aluminio 101,3 toneladas (4,1%), Hierro y acero no galvanizado 4 toneladas (0,2%) y Hierro y acero galvanizado 45,4 toneladas (1,8%).

En otros aspectos medioambientales, y respecto 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 2022 a nivel de Grupo Saesa, al cual pertenece Edelaysen, se reforestaron 48,04 hectáreas de bosque nativo dentro de su zona de concesión, las cuales se distribuyen de la siguiente manera entre; Edelaysen 6,5 hectáreas (14%), su matriz Saesa 14,85 hectáreas (31%), Luz Osorno 13,21 hectáreas (27%), y las empresas relacionadas; Sagesa 0,26 hectáreas (1%), STS 7,8 hectáreas (16%) y STC 5,42 hectáreas (11%).

PERSONAS, EL VALOR DE LA EMPRESA

Lo más importante para la compañía son las personas, Edelaysen en forma individual a la fecha cuenta con una dotación de 100 colaboradores permanentes. Todos quienes con su energía y compromiso permitieron que la compañía siguiera avanzando en los distintos desafíos propuestos.

Se continúa transitando hacia una cultura centrada en el cliente, preocupados de su bienestar, del crecimiento de los colaboradores y colaboradoras, y de proporcionar las herramientas necesarias para estar siempre mejor preparados. Asimismo, cada vez más conscientes del impacto que la compañía tiene para sus colaboradores, clientes y comunidades con las que se relaciona, Saesa trabajó en un proceso abierto y participativo en la definición de un propósito común, que permitió recordar el sentido y el beneficio de lo que hace la compañía de cara a las personas y a la sociedad en general.

Somos energía que conecta y transforma vidas, es hoy día el mayor propósito, cuyo lanzamiento fue en 2021 y que se ha comunicado y promovido masivamente entre los colaboradores como guía e inspiración en aspectos más estructurales.

Somos Formadores

- El año 2022, fue un año de retorno a la normalidad saliendo de pandemia, donde el aforo en ciertos cursos contribuyó a una mayor cantidad de participantes para las actividades presenciales, tales como Escuela de Linieros, Roce, Modelo Cortez, asimismo se continuó con el formato de cursos híbrido (virtual y presencial) en actividades de Gestión y Liderazgo, Cursos Técnicos, logrando generar mayor eficiencia en los procesos de formación en los diversos programas.

También se diseñaron nuevas metodologías de formación, implementándose cápsulas en forma semanal para el piloto jefes de Faena de Elite, que abordaron temas orientados a la gestión y liderazgo para este rol.

- Al cierre del 2022 Edelaysen realizó 2.356 horas de capacitación, conducentes al desarrollo profesional de los trabajadores, con un total de 303 participantes

EMPRESA	ACTIVIDAD RESUMEN	Participantes	Total de Horas
EDELAYSEN	Asuntos Corporativos	4	14
	Capacidades Comerciales	8	32
	Capacidades Tecnológicas	11	34
	Cápsulas	108	941
	Cursos Técnicos	28	215
	Desarrollo Operacional	3	240
	Diversidad e Inclusión	1	97
	Formación G. Adm.y Finanzas	6	37
	Formación G.Legal	2	2
	Formadores Internos	84	175
	G. Transmisión	2	10
	Generación	4	256
	Gestión y Liderazgo	15	195
	Inducción Corporativa	4	6
	Modelo Cortez Front Office	13	60
	Plan de Contención	2	2
	Proyectos de Formación	3	12
	Seminarios	1	5
	Sindicatos	3	9
	TI	1	17

- Este año al igual que el anterior continuo fuertemente el Foco en el cliente, incorporando tres nuevas zonas del Front office al programa Modelo Cortez (Osorno, Puerto Montt y Chiloé), el cual tiene como principal objetivo entregar las herramientas necesarias para brindar una atención de excelencia, basada en la internalización de conductas de servicio al cliente alineadas con NUESTRA PROPUESTA DE VALOR. En las que se destacan:
 - ✓ Cercanos y Empáticos
 - ✓ Ágiles al Resolver
 - ✓ Somos Expertos y te Asesoramos

También en la línea del Foco en el cliente se diseñó e implementó un programa especial para “Lectura y Reparto”, el cual está orientado a proporcionar herramientas básicas en la atención con el cliente final.

- El programa de “Formadores Internos” además de mejorar el sentido de equipo dentro de la compañía, viene a fortalecer el rol de formador que existe dentro de la cultura de Saesa, trabajando plenamente bajo los valores considerados como la esencia del grupo, destacando colaboración, flexibilidad e innovación los cuales, son el motor para seguir desarrollándonos en distintas materias de formación. Durante el año 2022, participaron 84 colaboradores pertenecientes a Edelaysen, quienes realizaron 175 horas de capacitación, los temas abordados fueron los siguientes:
 - ✓ Empalmes Monofásicos Domiciliarios
 - ✓ Cómo estamos creciendo en Transmisión
 - ✓ Líneas eléctricas y vegetación, nuevas obligaciones
 - ✓ Taller “El hurto de energía eléctrica y su impacto en nuestros clientes”
 - ✓ Taller de regulación eléctrica
 - ✓ Medición inteligente en Grupo Saesa
 - ✓ Gestión de tareas con office 365
 - ✓ Ley de servicios básicos
 - ✓ Metodología pLuz
 - ✓ Protección de datos personales
- Se continúa con las Inducciones de Cultura y Seguridad, Foco Crítico; cuyo objetivo es 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.
- Brigadas de Elite; con este programa se busca 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.
- El Sistema de Evaluación de Desempeño y Recompensa (SEDR) se realizó en 2022 con sus 2 estados característicos (estado A y estado B) con la vuelta a la presencialidad, las retroalimentaciones se hicieron de forma presencial y virtual, quedando a elección de cada evaluado y evaluador. Para el Estado B se reconfiguró el formulario de evaluación en facilita, pasando de un formulario lineal a uno en 360°, esto disminuyó los errores para los usuarios y mejoró la capacidad de reportería de los administradores. Además, se presentó la propuesta de mejoras para el modelo del SEDR que contempla los próximos 3 años.

- Saesa cuenta con una política de diversidad, equidad e inclusión que promueve espacios laborales libres de discriminación entre colaboradores y fomenta la igualdad de oportunidades en procesos de reclutamiento, desarrollo de carrera, beneficios y promoción.

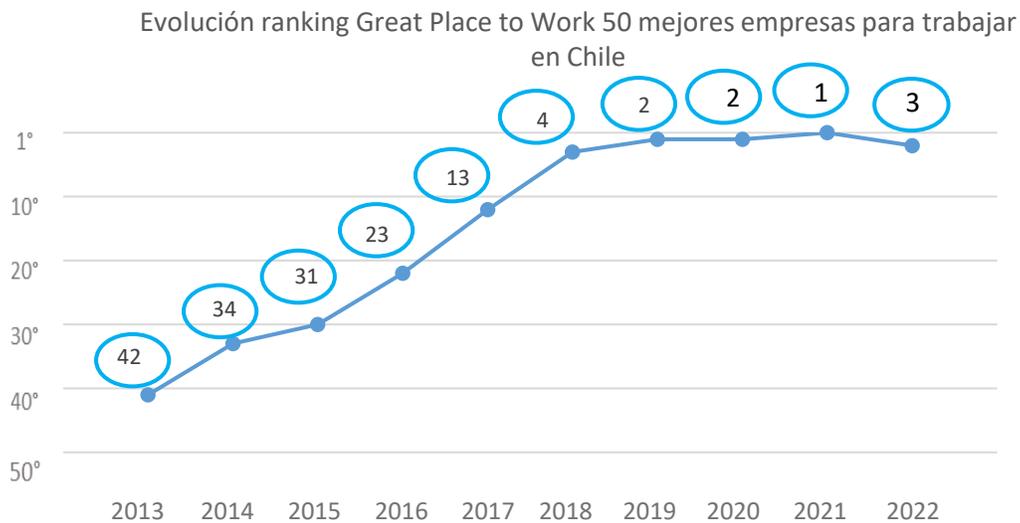
Con el objetivo de involucrar nuevas miradas, voces y opinión a la estrategia D.E.I., se conformó el comité de diversidad equidad e inclusión, espacio colaborativo compuesto por 7 líderes en roles claves dentro de la compañía que promueven las buenas prácticas D.E.I.

En términos regulatorios sobre inclusión laboral de personas con discapacidad (ley 21.015), Edelaysen cuya dotación es de 100 personas logró asegurar su 1% a través de contratación directa.

Un Gran lugar para trabajar

- Grupo Saesa, al cual pertenece Edelaysen continúa posicionándose como una de las mejores empresas para trabajar en Chile, según consta en el ranking **Great Place to Work**.

La compañía ha trabajado fuertemente para construir una cultura única y diferenciadora, avanzando notoriamente en su lugar en el ranking desde el 2013 a la fecha.



SEGUIMOS CUIDANDO A LOS NUESTROS

Sabemos que la pandemia nos acompañará por un tiempo más y es por lo que se hizo necesario retomar nuestras actividades y rutinas diarias de la manera más normal posible, Una de ellas fue el retorno total el 1 de marzo a nuestras oficinas porque sin duda nuestra cultura y gran clima lo construimos trabajando en equipo, intercambiando ideas, viéndonos y conectándonos de forma presencial.

Hasta hoy mantenemos el comité de crisis. La misión es asegurar la continuidad de la operación, el resguardo de los trabajadores en su retorno, para que cuenten con las condiciones sanitarias óptimas.

Luego de transitar durante más de 2 años en pandemia, continuamos reforzando la entrega de herramientas y facilitando condiciones de seguridad física y mental a los trabajadores. Creamos con un **Programa de Agotamiento Laboral** que nació en el 2021 propio del contexto pandemia, y que ahora se mantiene como un plan permanente de gestión de riesgos en salud. Su objetivo es facilitar herramientas y acompañar a las áreas que presenten alertas en indicadores de agotamiento laboral para abordarlas de manera integral.

Al instalarse la pandemia en el mundo, definimos un comité de crisis con la misión de evaluar la contingencia y buscar propuestas de solución a las dificultades que fueran presentándose. Allí surgió nuestro protocolo de seguridad sanitaria laboral, junto con las definiciones y acciones ante el Covid-19. Como empresa de servicio, necesitábamos proteger a nuestros colaboradores, pero también a nuestros más de 583 mil clientes. (clientes de Saesa, Luz Osorno y Edelaysen)

Nuestro 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 necesitamos mantener con nuestros equipos. De manera permanente estamos motivando la conversación y la búsqueda de espacios para el diálogo, que nos permita conocernos más, indagar las diferentes realidades y poder ser flexibles cuando se necesite.

Un factor al que le asignamos un valor muy importante y determinante en la instalación y permanencia de nuestra cultura a través de los años es el liderazgo cercano y el direccionamiento que nos entrega nuestro gerente general. No solo a través de su actuar, sino con la motivación permanente que promueve hacia toda la compañía. Ello se refleja en los datos de satisfacción de clima laboral interno en donde hemos escalado de un 71% el 2013 a un 89% el pasado 2022. Evidencia de que hemos trabajado continuamente en proteger nuestro gran lugar para trabajar, que no solo otorgue un gran ambiente laboral, sino que a partir de ahí alcance los estándares operacionales necesarios para ser motivo de orgullo entre los colaboradores y colaboradoras.

Este conocimiento más profundo de nuestras personas nos llevó a implementar una jornada flexible tras el regreso presencial en marzo de 2022. Para ello invitamos a todos quienes la naturaleza de su cargo lo permitiera a optar a la modalidad. Hoy día el 70 % de los empleados trabaja desde su casa por 2 días o 4 medias jornadas. Estamos seguros de que con esta medida promovemos el bienestar y la calidad de vida.

Una de las decisiones más agradecidas por todos ha sido mantener de manera permanente el horario de verano, que finaliza la jornada laboral los viernes a las 14:30 horas, fomentando la vida personal y familiar de nuestros colaboradores. En esta misma línea, específicamente en el afán de cuidar la salud de todos y todas, asignamos un día libre adicional, para la realización de un examen preventivo de salud.

En temas relacionados a la seguridad corporativa se ha continuado potenciando esta como un valor intransable, fortaleciendo el propósito de la compañía y orientando las conductas seguras de las personas, con el único fin de proteger a sus trabajadores en las labores diarias.

El conjunto de planes y acciones implementados en materia de seguridad, han permitido integrar este valor en todos los niveles de la compañía, por ello, continúan centrándose en el compromiso de fortalecer su intransable mediante un trabajo colaborativo, identificando nuevas prácticas que garanticen un ambiente laboral seguro, libre de accidentes graves y fatales en la operación.

Además, importante es mencionar que el uso de nuevas tecnologías permite llevar a cabo soluciones modernas que impulsan la excelencia operativa y ofrecen un valor sostenible a nuevos retos en la compañía, por ello, se ha desarrollado un proceso de modernización y fortalecimiento de la formación técnica, capacitación y prevención de riesgos, representando grandes hitos en la compañía y reafirmando su compromiso con este objetivo.

Destacamos en el 2022 la incorporación de una iniciativa innovadora en Chile y la industria eléctrica, el Laboratorio de riesgos eléctricos MT/BT, el cual contribuye a la prevención de incidentes, demostrando a través de la capacitación práctica, los fenómenos de alto potencial de riesgo en las actividades del proceso eléctrico, simulando condiciones reales y de riesgo controlando las fallas en las redes eléctricas.

Dentro de las iniciativas, protocolos y acciones en materia de seguridad y salud ocupacional que se han llevado a cabo en 2022, se destacan las siguientes:

- **Accountability:** Instancias de revisión en temas de seguridad con gerentes y dueños de las empresas contratistas.
- **Jornada de concientización:** Emisión vía streaming de actividades preventivas con interacción de los equipos de trabajo a lo largo del país, con la finalidad de concientizar en los focos críticos de incidencias.
- **Caminata por la seguridad:** Visita por parte de los ejecutivos de la compañía a las bases y faenas de las empresas contratistas, con el objetivo de fortalecer instancias de relacionamiento y liderazgo visible en seguridad.
- **Ampliados comités paritarios:** Jornada de trabajo transversal de estos comités, donde su foco se centra en compartir buenas prácticas de seguridad y salud ocupacional entre los comités paritarios de toda la compañía.
- **MACRO:** Sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo, a través del método de aseguramiento para el control de los riesgos operacionales.
- **Esquema preventivo de proyectos:** Sistema de gestión para el control de riesgos en proyectos de transmisión y otros relevantes.
- **Programa para supervisores:** Curso específico para supervisores, el cual entregó herramientas preventivas para la supervisión en terreno.
- **Diplomado en seguridad y gestión de riesgos eléctricos:** Diplomado para los asesores en prevención de riesgos, que tiene por objetivo potenciar y reforzar aspectos de competencias profesionales en post del cuidado de las personas.
- **Escuela de linieros:** Proyecto que permite reclutar y capacitar a personas sin conocimiento del área eléctrica, para que desempeñen el cargo de ayudantes y linieros en obras y mantenimiento, adquiriendo el conocimiento técnico y de seguridad necesario, junto con las habilidades requeridas para el cargo. En 2022 se realizó la titulación de la XVI Escuela de Linieros.
- **Mira para Arriba:** Programa de vinculación con la comunidad que busca concientizar a la comunidad y los clientes de Saesa y sus filiales, sobre los riesgos y precauciones que se deben considerar al trabajar o realizar actividades cerca del tendido eléctrico.
- **Formación sistemas aislados:** Capacitación a trabajadores del área generación y distribución eléctrica de zonas aisladas (archipiélago de Chiloé) para fortalecer las competencias técnicas y de seguridad, que contribuyan a un mejor desempeño en continuidad del suministro eléctrico y relacionamiento hacia los clientes.
- **Sistema control de acceso en subestaciones,** utilizando tecnología avanzada (llave mecatrónica) para mejorar el acceso y control de ingreso de las personas.

- Control de acceso multifunción en oficinas y edificios (reconocimiento facial, lectura de huella digital, lectura código QR de cedula de identidad, entre otros), optimizando el proceso de control y registro de las personas que acceden a las instalaciones.

Por último, se destaca en el transcurso del 2022 la autogestión de las empresas contratistas en materias de seguridad, además de avanzar en una serie de iniciativas englobadas en el marco del Plan Contratistas 2.0, ámbitos de gestión asociados a Seguridad, Procesos internos, Contratos, Tecnología, Personas, Gestión y Clientes. Para 2023 se seguirán implementando iniciativas desde los distintos ámbitos, para potenciar el desarrollo y crecimiento de los colaboradores de la compañía.

GESTIÓN COMERCIAL

GESTIÓN DE CLIENTES 2022

El cliente como núcleo de la estrategia de la compañía continuó incrementándose en 2022, gracias a un trabajo mancomunado entre las distintas áreas de la empresa, las que en una labor altamente colaborativa y a través de metodologías ágiles, avanzaron en los objetivos del programa Inspira.

Programa Inspira

Inspira, iniciado en plena crisis pandémica, busca continuar sustentando el propósito de la compañía; ser energía que conecta y transforma vidas, con cambios concretos hacia el cliente en materias de experiencia a través de una transformación físico-digital.

Alineados a un constante cambio en los requerimientos del cliente, la compañía trabajó fuertemente en crear una propuesta de valor que se base en los conceptos de “relación y resolución”, incorporando tecnología sin perder esos espacios de contacto que parte importante de los clientes requiere. La propuesta se basa en cinco pilares estratégicos;

- Simple y autogestionable
- Información y promesas transparentes
- Somos expertos, te asesoramos
- Ágiles al resolver
- Cercanos y empáticos

Además, se estableció un sueño, llegar a los 50 puntos de satisfacción en el último trimestre de 2022, para lo que gracias a la metodología de Inspira, se priorizaron iniciativas y se estableció la gobernanza para diseñar e implementar.

Gracias a Inspira se logró cambiar la forma de hacer las cosas, viviendo la experiencia digital desde los clientes, con mejoras prácticas y una propuesta de valor a través de proyectos que tangibilizan la experiencia de servicio en los distintos viajes de consumo, de cortes y post venta.

Se generaron nuevas plataformas de atención, un nuevo sitio privado y una nueva versión de la aplicación, incorporando siempre al cliente en el centro del diseño a través de laboratorios de experiencia, testeos y pilotos. Dentro de los viajes, se incorporaron notificaciones del ciclo comercial, se consolidó el modelo atención en lectura y reparto, se redefinió modelo de atención de reclamos, se siguió desarrollando un centro de especialistas, entre otras funcionalidades que sin duda apoyaron a lograr la meta tan soñada que la compañía se había planteado.

Incorporación del Macro de Clientes: La experiencia se basa en las personas

En medio de un intenso proceso de desarrollo de soluciones, se logró también conectar a todos los equipos con el cambio que se estaba viviendo desde un programa que apunta más a la cultura. Siempre de la mano de un valor intransable, la seguridad, se replicó el reconocido sistema de gestión Macro de Seguridad en el Macro de Clientes.

Este programa incluye un conjunto de actividades orientadas al cliente como:

- 1) Charlas en todas las zonas y áreas centralizadas, con participación también de equipos contratistas.

- 2) Acompañamientos en terreno, momento en el que gerentes, subgerentes, jefes de área y líderes se acercan a colaboradores que tienen contacto directo con clientes y presencian los momentos de la verdad.
- 3) Incidentes, hallazgos y reconocimientos. Replicando el modelo de seguridad se levantan oportunidades de mejora en la relación con el cliente, así como reconocimientos. Se realizan análisis de casos y mejora continua.
- 4) Comités zonales y centralizadas. Con mucho entusiasmo, con mediciones claras y los eventos del mes, se juntan los equipos para tomar decisiones respecto a las mejoras para los clientes, resolviendo o escalándose las problemáticas para gestionarlas eficiente y oportunamente.



Lanzamiento nueva marca

La compañía en búsqueda de una permanente mejora en cuanto a la interacción con sus clientes, lanza en junio 2022 una nueva imagen corporativa, con miras a renovar su compromiso con la comunidad. La estrategia elegida consistió en modificar el ambiente digital y algunos elementos de gran impacto como boletas, flota de camionetas y la intervención de las principales oficinas.

Se destaca también, que los aspectos de marca aumentaron de 14,6 puntos a 28,5 durante el 2022, llegando a un máximo histórico desde que se registra esta medición.

Ley de Servicios Básicos

Este año también estuvo afectado por los impactos de las actualizaciones de la ley de Servicios Básicos.

En julio de 2022 se realizó un llamado a los clientes a regularizar sus deudas para mantener el beneficio de la Ley 21.423 de subsidio para deudas originadas en pandemia.

Esta normativa contempla un subsidio estatal, y un aporte de las distribuidoras, para apoyar a las familias que se vieron afectadas por la pandemia de Covid-19.

Esta ley subsidia los consumos entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 y establece que, para que los usuarios mantengan el beneficio de condonación de deuda, deben tener al día su cuenta no subsidiada.

Este beneficio impactó a más de 140 mil clientes a nivel de grupo empresarial, con lo que se ha tenido una comunicación directa.

El llamado consistió también en evitar cortes de suministro, invitando a los clientes a buscar alternativas de pago acorde a cada situación.

La implementación de esta ley fue un desafío transversal en la compañía, exigió un efectivo plan comunicacional, adecuación de los sistemas de facturación, reactivación del corte por deuda, redefinición de la cobranza, capacitación y actualización de las plataformas de atención, entre otros.

Sin duda todos los desafíos abordados en el 2022, junto a las mejoras operacionales llevaron Edelaysen a obtener un resultado sostenido en mejoras, pese al gran número de temporales e incidentes climáticos.

LÍNEA DE TIEMPO





ELECTRIFICACIÓN RURAL

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

Durante el año 2022, Edelaysen, puso en servicio 6 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 5 comunas entre las regiones de los Lagos, y Región de Aysén, y se firmaron 2 nuevos proyectos para 2 comunas ubicadas entre las regiones de los Lagos, y Región de 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 **270** familias de sectores rurales, considerando obras que abarcan una extensión de redes de 60 km de línea de media tensión, 23 km de línea de baja tensión en postación individual, 7 km de línea de baja tensión en postación común y 98 transformadores de distribución entre 5 y 15 kVA.

SECTOR DE LA INDUSTRIA

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

En el cuadro siguiente se presenta el detalle por cada una de las empresas distribuidoras del Grupo, donde Edelaysen Osorno alcanza un total de 54 mil clientes atendidos en 2022.

	ZONA DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES (miles)	VENTAS (GWh)
SAESA	Región de la Araucanía, Región de los Lagos y Región de los Ríos	501	2.703
LUZ OSORNO	Región de los Lagos y Región de los Ríos	28	199
FRONTEL	Región del Biobío, Región de la Araucanía, y Región de Ñuble	399	1.203
EDELAYSEN	Región de los Lagos y Región de Aysén	54	184

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, y 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 Edelaysen y su matriz Saesa).

GENERACIÓN ELÉCTRICA

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

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

- a) **Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- b) **Mercado de Clientes Libres:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Además, aquellos clientes con potencia entre 0,5 MW y 5 MW pueden optar por ser tratados como clientes libres. Esta opción deberá ejercerse por períodos de al menos cuatro años.
- c) **Mercado de Clientes Regulados:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a

regulación de tarifas (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias las que se establecen habitualmente por un período de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales (transmisión nacional).

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

En cuanto a los Sistemas Medianos (SSMM), no tienen un tamaño suficiente para constituir un mercado competitivo lo que lo diferencia del SEN, razón por la cual en estos sistemas eléctricos los costos de generación y transmisión son determinados en base a un estudio tarifario específico realizado cada cuatro años.

En el caso de los SSMM de Aysén, Palena y General Carrera, ellos son operados por una misma empresa que administra tanto las instalaciones de generación como las de transmisión y distribución (integradas verticalmente como es el caso de Edelaysen) y que tiene la función de coordinar la operación del sistema de la forma más eficiente y segura posible. Diferente es el caso del sistema Cochamó, en el cual desde diciembre 2022 los activos de generación, transmisión y distribución son operados por la matriz de Edelaysen, Saesa. Y existen además dos empresas de terceros que operan centrales hidráulicas: TerraAustral y CH Cochamó. Por su parte, en el sistema Hornopirén, desde diciembre 2022 los activos de generación, transmisión y distribución son operados por la matriz de Edelaysen, Saesa, y existe además un tercero que opera una central hidroeléctrica: Cuchildeo.

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 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. Se fija semestralmente a través de resolución exenta de CNE los meses de enero y julio.
- Cargo por Servicio Público: Componente que financia el presupuesto del Coordinador, del Panel de Expertos y el estudio de franja. Se fija anualmente en diciembre a través de resolución exenta de CNE.
- Valor Agregado de Distribución (VAD): Componente del precio que incluye el costo de capital de los activos de distribución y los costos de administración, el mantenimiento y la operación de los sistemas, los costos por facturación y atención de clientes y las pérdidas medias en las que se ha incurrido por concepto de distribución. Los valores por los conceptos mencionados corresponden a los de un modelo de empresa eficiente. Adicionalmente, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de suministro de distribución, éstas podrán considerar algunos de los servicios asociados al suministro eléctrico, que hayan sido previamente objeto de fijación de precios, dentro del valor agregado de distribución.

La tarifa que corresponde a cada empresa de distribución es fijada por la CNE, en base a un proceso de clasificación de cada una de ellas en áreas típicas, para lo cual se toman en cuenta criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, una en cada área típica, considerando fundamentalmente estándares constructivos y operacionales que permitan el abastecimiento de la demanda de una empresa real, según sus características de distribución espacial, categoría de clientes y otras restricciones que enfrenta en su zona de concesión la empresa real denominada “empresa de referencia”. Producto de la ley N° 21.149 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21-12-2019 se realizaron los siguientes cambios al proceso tarifario:

- Cambia la tasa fija del 10 % 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 después de impuestos. 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**

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponden a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanece como techo hasta el 2025, siempre que el saldo a pagar a los generadores no supere los 1.350 millones de dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 02/08/2022 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta Ley agrega un cargo adicional a la tarifa para solventar el fondo, diferenciado por nivel de consumo. El fondo también se solventa con aportes directos del Ministerio de Hacienda. A su vez, se definen aumentos máximos a clientes según su rango de consumo, definiendo 3 niveles: menor a 350 kWh al mes, entre 350 y 500 kWh al mes y sobre 500 kWh al mes. La Ley contempla que la totalidad de los saldos queden saldados al 2032.

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

Publicada en el Diario Oficial el 20.12.2019, 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. Esta Ley además exige a las empresas distribuidoras tener un giro exclusivo de distribución.

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

La Resolución y sus modificaciones posteriores determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la "Ley".

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

Las exigencias de Giro Exclusivo permiten realizar otros servicios regulados, como generación en sistemas medianos y transmisión, manteniendo un sistema de contabilidad independiente. Por ello, la generación y distribución en los sistemas medianos de Palena, Aysén y General Carrera se mantuvieron bajo el RUT de Edelaysen.

- **Ley N°21.249 del Ministerio de Energía, con modificaciones posteriores.**

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

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

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

El 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 21.423, que 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. Esta ley prorratea en 48 cuotas sin interés y con un límite de 15% de la facturación promedio la deuda contraída durante el período de pandemia (marzo 2020 a diciembre 2021). La cuota será cubierta por un subsidio del gobierno y la deuda no cubierta por las cuotas se extingue. El 23 de junio se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprueba el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto 2022.

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

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

- **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. Está en curso una nueva modificación, la que debiese ser publicada el primer semestre de 2023.

MARCO REGULATORIO

ASPECTOS GENERALES

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

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.

Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local

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

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

b) Equidad Tarifaria Residencial (ETR): Establece la diferencia entre el promedio de las cuentas a nivel nacional y la cuenta más alta no sea superior a un 10% del primero. Esta medida es financiada por todos los clientes sometidos a regulación de precios.

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.

Ley de Generación Residencial

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

Norma Técnica de Distribución

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

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes 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 devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión de la NTCS-Dx fue publicada el 10/12/2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017. Está en curso una nueva modificación, la que debiese ser publicada el primer semestre de 2023.

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 de que no lo hagan en plazo, el municipio es responsable de ello, sancionando a la empresa propietaria.

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 propuestos son:

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

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

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

d) Se realizará 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.

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 (resultando una banda entre 3% y 8%). 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.

Ley de estabilización transitoria de precios

Producto de la publicación de la Ley N°21.185 el 02/11/2019 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas, los precios que las distribuidoras pueden traspasar a sus clientes regulados corresponden a los contenidos en el decreto MEN 20T/2018 de enero 2019, denominado Precio Estabilizado a Cliente Regulado (PEC). Este valor se ajusta por IPC a contar del segundo semestre de 2021 y permanece como techo hasta el 2025, siempre que el saldo a pagar a los generadores no supere los 1.350 millones de dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 27/08/2022 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo transitorio de precios de la electricidad para clientes

sometidos a regulación de precios. Esta Ley agrega un cargo adicional a la tarifa para solventar el fondo, diferenciado por nivel de consumo. El fondo también se solventa con aportes directos del Ministerio de Hacienda. A su vez, se definen aumentos máximos a clientes según su rango de consumo, definiendo 3 niveles: menor a 350 kWh al mes, entre 350 y 500 kWh al mes y sobre 500 kWh al mes. La Ley contempla que la totalidad de los saldos queden saldados al 2032.

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 (ME).

Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

La Resolución y sus modificaciones posteriores determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la “Ley”.

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

Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

Dicha Ley 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 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, que 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. Esta ley prorratea la deuda contraída durante el período de pandemia (marzo 2020 a diciembre 2021). La cuota será cubierta por un subsidio del gobierno y la deuda no cubierta por las cuotas se extingue.

El 23 de junio se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprueba el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto de 2022.

Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores

La industria eléctrica nacional está regulada fundamentalmente por organismos estatales, dentro de los que destacan la Comisión Nacional de 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 de 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).

ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD

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

Esencialmente, Edelaysen es una empresa verticalmente integrada que genera energía eléctrica en un 100% y la distribuye en las zonas que le fueron otorgadas en concesión y en las que posee permisos municipales.

Además, realiza ventas de energía en media tensión a Saesa, en Palena.

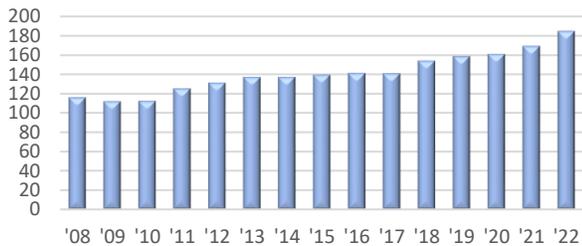
Con el fin de satisfacer la demanda y crecimiento normal del servicio, mejorando la confiabilidad del sistema, la sociedad efectuó inversiones por MM \$9.756 durante el año 2022.

Edelaysen representa un 12,04% del activo de Saesa.

TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

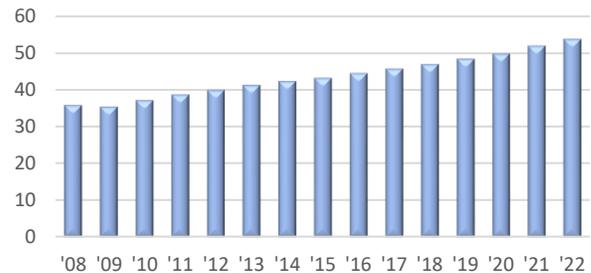
Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

• VENTAS DE ENERGÍA en GWh



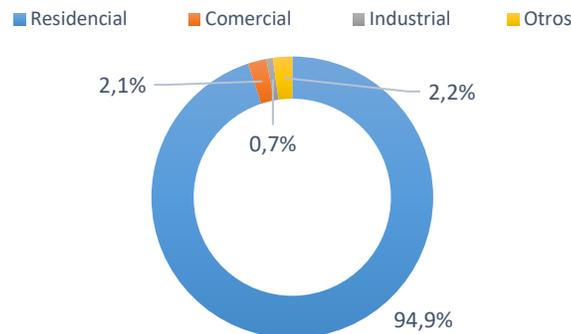
Las ventas de energía durante el 2022 alcanzaron los 184 GWh.

• CLIENTES ATENDIDOS en miles



Edelaysen al cierre del ejercicio 2022 atendía a más de 53 mil clientes.

- COMPOSICIÓN DE CLIENTES



CONCESIONES

Para el desarrollo de sus actividades, Edelaysen cuenta 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 es titular Edelaysen, han sido otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas.

Al 31 de diciembre de 2022, Edelaysen cuenta con 6 decretos con una superficie de 620 km²:

PROVEEDORES Y CLIENTES PRINCIPALES

En Edelaysen, empresa principalmente generadora, Copec constituye cerca del 50% y 80% respectivamente de la compra de petróleo, en resto de las compras se distribuyó principalmente entre Enex y Esmax.

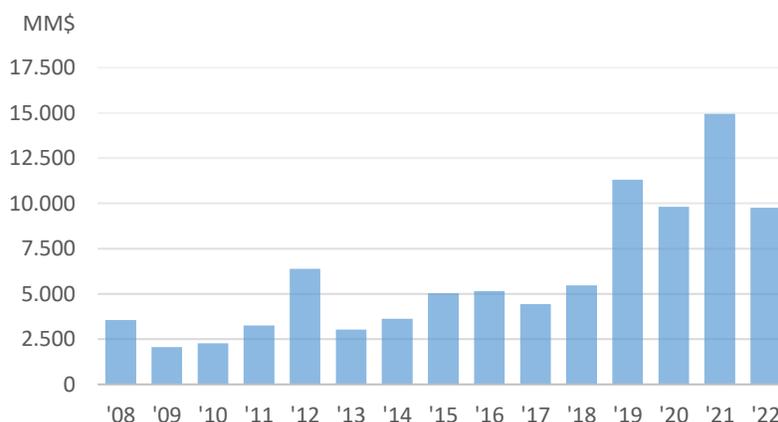
Por otro lado, ningún cliente concentra por sí solo, al menos el 10% total de los ingresos de Edelaysen.

GENERACIÓN

SISTEMA	CENTRAL	TIPO DE ENERGÍA	PRODUCCION DE ENERGÍA kWh	ENERGÍA GENERADA POR SISTEMA kWh
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	Térmica	2.161.277	4.362.172
Puerto Cisnes	Nuevo Reino	Hidráulica	2.200.895	
Huichas	Caleta Andrade	Térmica	1.014.521	1.014.521
Tapera-Amengual	La Tapera	Térmica	640.846	648.217
Tapera-Amengual	Amengual	Térmica	7.371	
Villa O'Higgins	Hilos del Sur	Térmica	713.926	1.275.819
Villa O'Higgins	Hilos del Sur	Hidráulica	561.893	
Palena	Futaleufú	Térmica	1.132.877	11.733.853
Palena	Palena	Térmica	982.523	
Palena	Lago Verde	Térmica	31.690	
Palena	Puyuhuapi	Térmica	163.331	
Palena	La Juanta	Térmica	91.055	
Palena	Río Azul	Hidráulica	9.332.377	
Palena	Santa Bárbara	Térmica	4.157.656	
Aysén	Alto Baguales	Eólica	5.574.301	165.275.285
Aysén	Chacabuco	Térmica	28.143.415	
Aysén	Lago Atravesado	Hidráulica	40.374.885	
Aysén	Tehuelche	Térmica	45.527.222	
Aysén	Puerto Ibáñez	Térmica	24.648	
Aysén	Puerto Aysén	Térmica	2.935.537	
Aysén	Puerto Aysén	Hidráulica	31.033.237	
Aysén	Mañihuales	Térmica	192.747	
Aysén	Monrreal	Hidráulica	6.350.310	
Aysén	El Blanco	Solar	4.930.837	
Aysén	Los Maquis	Hidráulica	188.146	
General Carrera	Chile Chico	Térmica	7.395.760	15.293.903
General Carrera	El traro	Hidráulica	4.965.533	
General Carrera	El traro	Térmica	2.932.610	

INVERSIONES

Edelaysen realiza un plan quinquenal de inversiones, el que contempla, por una parte, “inversiones base”, que consideran los proyectos necesarios para satisfacer la demanda y crecimiento normal del negocio y por otra, proyectos de rentabilidad. El monto anual aproximado del plan de inversiones de Edelaysen para el próximo periodo bordea los MM\$ 5.500, los cuales son financiados con deuda y capital propio, según la política financiera de la empresa. La inversión total del año 2022 fue de aproximadamente \$9.755 millones.



PROPIEDADES E INSTALACIONES

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

EMPRESA	PRINCIPALES PROPIEDADES	UBICACIÓN	CARACTERÍSTICAS
Edelaysen	Central Tehuelche	Coyhaique	20,7 MW
	Central Lago Atravesado	Coyhaique	10,5 MW
	Central Chacabuco	Chacabuco	9,68 MW
	Central Hidroeléctrica Aysén	Aysén	6,55 MW
	Otras Centrales	Distintas localidades de la Región de Aysén	28 MW

SISTEMAS AISLADOS

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

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

SISTEMAS AISLADOS	VENTAS ENERGÍA (MWh)	CLIENTES
Cisnes	3.738	1.437
Huichas	837	484
Villa O´Higgins	1.061	390
Amengual- La Tapera	536	314
TOTAL	6.172	2.625

FACTORES DE RIESGO

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

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

RIESGO REGULATORIO

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

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

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

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

A) CAMBIO DE LA REGULACIÓN

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

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

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

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

En este sentido, se avizoran como principales fuentes de cambios regulatorios del último tiempo lo siguiente:

- Proceso de revisión, discusión y consulta pública de modificaciones a la LGSE, que gestione el Ministerio de Energía. En este sentido, la Autoridad ya ha manifestado su interés por introducir perfeccionamientos a la reciente Ley de Transmisión y también para los Sistemas Medianos. Adicionalmente, durante el año 2020 se

envió al congreso un proyecto de ley que establece el derecho a la portabilidad del servicio eléctrico, conocido como comercialización.

- Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la reglamentación de diversas leyes, que defina el Ministerio de Energía.
- Proceso de elaboración o revisión, discusión y consulta pública de diversos cuerpos Normativos (Sistemas Medianos, NetBilling, Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), Servicios Complementarios (SSCC), entre otros), según el plan anual que defina la CNE.

B) FIJACIÓN DE TARIFAS DE 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 2022, se encuentra en curso el estudio de fijación de tarifas de distribución, período 2020-2024. El 23 de diciembre CNE publicó su Informe Técnico, el que será discrepado por las empresas de Grupo Saesa ante el Panel de Expertos, quién debe emitir su dictamen el primer semestre de 2023. Con ello, CNE emite un nuevo informe técnico, el que es la base para establecer las estructuras tarifarias que permiten recuperar los valores anuales determinados, y con las cuales se elabora el decreto respectivo, con vigencia retroactiva al 4 de noviembre de 2020.

También se encuentra en curso el proceso tarifario 2024-2028, del cual CNE emitió las Bases Técnicas Preliminares, las cuales fueron observadas por Grupo Saesa. De las observaciones no acogidas, o de los cambios no observados, se pueden presentar discrepancias al Panel de Expertos. Luego de emitido el dictamen, CNE debe licitar un estudio de VAD, el que es la base de su informe técnico.

Adicionalmente, está en curso una nueva modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, la que debiese ser publicada el primer semestre de 2023.

La misma Ley 21.149 exige a las empresas distribuidoras constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y, en consecuencia, sólo pueden prestar dicho servicio público de distribución. Esta exigencia se aplica desde el 01.01.2021 pudiendo las empresas solicitar extensión del plazo hasta el 01.01.2022.

Adicionalmente, con fecha 02-11-2019, se publicó en el Diario Oficial, Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas. Este mecanismo estabiliza en pesos las tarifas vigentes de los usuarios finales de distribución hasta el 31-12-2020. Los saldos resultantes entre el precio estabilizado y los precios que debieron aplicarse producto de las indexaciones ordinarias, cuyo riesgo queda a cargo de las generadoras, se saldará con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

Respecto de la fijación de tarifa de Servicios Asociados al Suministro Eléctrico (SSAA), que se realiza cada cuatro años con ocasión del Proceso de fijación de VAD, se publicaron nuevas tarifas en julio de 2018, mediante la publicación del DS N°13T-2017. Se espera que CNE publique un nuevo informe técnico de valorización de servicios asociados durante el año 2023.

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. Luego fue modificada, incorporando un subsidio a las deudas del período de pandemia.

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, 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.

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°1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la ex Superintendencia de Valores y Seguros, hoy Comisión para el Mercado Financiero.

En razón a lo anterior la pérdida financiera por el ejercicio 2022 asciende a (M\$ 4.057.284.)

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES

El Directorio de la Sociedad ha acordado proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas no distribuir dividendos, por encontrarse con pérdida financiera al 31 de diciembre de 2022.

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

CAPITAL SOCIAL

Al 31 de diciembre de 2022 el capital suscrito y pagado de la sociedad ascendía a M\$ 37.005.894, distribuido en 37.577.393 de acciones suscritas y pagadas.

En caso de que la Junta Ordinaria de Accionistas apruebe la no distribución de utilidades propuesta, la composición de los fondos sociales al 31 de diciembre de 2022 sería la siguiente:

	M\$
Capital emitido	37.005.894
Ganancias acumuladas	48.564.226
Otras reservas	611.239
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	86.181.359

DIVIDENDOS

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

DIVIDENDO	FECHA DE PAGO	\$ POR ACCIÓN MONEDA HISTÓRICA	IMPUTADO EJERCICIO
Final N°38	24-05-2020	44,0963776	2019
Final N°39	28-05-2021	41,7805313	2020
Final N°40	27-05-2022	38,8047099	2021

REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

DIRECTORIO

En conformidad a lo dispuesto en la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad. Los Directores señores; Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier, Jonathan Reay, Shama Naquashbandi, Stephen Best y Ashley Munroe han renunciado a la remuneración que les correspondía por el ejercicio del cargo de Director de Eléctricas y sus filiales.

Por lo tanto, sólo los siguientes Directores recibieron remuneraciones fijas por el ejercicio de sus funciones, y corresponden a dietas de asistencia:

REMUNERACIÓN DIRECTORIO (M\$)

	2022	2021
Jorge Lesser García-Huidobro	1.982	1.784
Iván Díaz Molina	1.982	1.784
TOTAL	3.964	3.568

EJECUTIVOS PRINCIPALES

El equipo gerencial de la Sociedad en 2022 continua estando compuesto por un ejecutivo, al igual que durante el año 2021.

Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a MM\$117 al 31 de diciembre de 2022 y a MM\$104 al 31 de diciembre de 2021.

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

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

Durante el año 2022, no se registraron indemnizaciones por años de servicio percibidas por principales ejecutivos de la sociedad.

DOTACIÓN DE PERSONAL

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad cuenta con la siguiente dotación de personal:

	2022
GERENCIA Y EJECUTIVOS PRINCIPALES	1
PROFESIONALES Y TÉCNICOS	50
ADMINISTRATIVOS Y ELECTRICISTAS	49
TOTAL	100

HECHOS RELEVANTES

1. 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.
2. En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2022, el Directorio de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (Edelaysen), aprobó el pago de un dividendo final de \$ \$38,80470994 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021.

Los dividendos se pagaron en dinero efectivo y el número de acciones con derecho a recibirlos ascienden a 37.577.393 para Edelaysen, lo que significa un pago total de M\$1.458.180.

3. Con fecha 11 de mayo de 2022 se comunicó que el Directorio de la Sociedad designó al director señor Jorge Lesser García-Huidobro en calidad de Presidente del Directorio y de la Sociedad y al director señor Ivan Díaz-Molina en calidad de Vicepresidente
4. Con fecha 2 de agosto de 2022 fue publicada la Ley N°21.472 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de electricidad para clientes regulados. Esta Ley permite sólo alzas graduales de las cuentas de la luz durante la próxima década.

Los clientes de la Sociedad en los rangos inferiores de consumo se verán beneficiados, al no ver traspasadas a sus cuentas el alza completa del precio promedio de compra de electricidad. La diferencia será cubierta por un fondo administrado por la Tesorería General de la República y financiado por el Ministerio de Hacienda y los Clientes Finales; se está a la espera de los reglamentos y resoluciones que reglamenten la operación de la Ley.

5. Con fecha 17 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de los directores Christopher Powell, Stacey Purcell y Waldo Fortín. Acto seguido, el Directorio procedió a designar, en su reemplazo, a Shama Naquashbandi, Stephen Best y Luz Granier.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

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



Jorge Lesser García-Huidobro / 6.443.633-3
PRESIDENTE



Iván Díaz-Molina / 14.655.033-9
VICEPRESIDENTE



Juan Ignacio Parot B. / 7.011.905-6
DIRECTOR TITULAR

LUZ GRANIER
BULNES

Firmado digitalmente por LUZ
GRANIER BULNES
Fecha: 2023.04.12 19:46:41 -04'00'

Luz Granier / Rut 7.040.317-K
DIRECTOR TITULAR



Ashley Munroe / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Shama Naquashbandi / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Jonathan Reay / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Stephen Best / Extranjero
DIRECTOR TITULAR



Francisco Alliende Arriagada / 6.379.874-6
GERENTE GENERAL

ESTADOS FINANCIEROS

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados financieros por los años terminados
al 31 de diciembre de 2022 y 2021
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. (en adelante “la Sociedad”) que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del Auditor

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

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

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

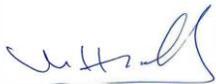
Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica de Aisen S.A. al 31 de diciembre de 2022 y 2021 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board (“IASB”).



Marzo 29, 2023

Santiago, Chile



María Ester Pinto U.

RUT: 10.269.053-2

Estados Financieros Clasificados

**Correspondiente a los años terminados al
31 de diciembre de 2022 y 2021**

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

En miles de pesos chilenos – M\$

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.326.082	1.747.329
Otros activos no financieros corrientes	19	468.564	291.472
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	24.835.106	12.587.527
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	417.043	936.973
Inventarios corrientes	10	3.060.168	2.809.369
Activos por impuestos corrientes, corriente	11	5.133.629	6.580.426
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		35.240.592	24.953.096
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		35.240.592	24.953.096
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	2.793.576	-
Otros activos no financieros no corrientes	20	1.059	1.059
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	2.990.186	1.502.499
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	146.757	146.757
Propiedades, planta y equipo	13	96.024.838	92.654.789
Activos por derecho de uso	14	40.930	45.659
Activos por impuestos diferidos	15	3.826.534	873.103
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		105.823.880	95.223.866
TOTAL ACTIVOS		141.064.472	120.176.962

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Situación Financiera, Clasificados
 Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos corrientes	14	19.097	15.342
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	16	13.761.248	9.234.857
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	2.779.640	3.799.716
Otras provisiones corrientes	18	442.140	328.392
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	11	4.835	4.529
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	18	650.631	554.773
Otros pasivos no financieros corrientes	19	2.087.297	3.420.359
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		19.744.888	17.357.968
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		19.744.888	17.357.968
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos por arrendamientos no corrientes	14	18.270	25.801
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	9	26.742.102	2.100.000
Pasivo por impuestos diferidos	15	7.663.740	9.318.578
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	18	683.816	499.952
Otros pasivos no financieros no corrientes	19	30.297	29.334
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		35.138.225	11.973.665
TOTAL PASIVOS		54.883.113	29.331.633
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	20	37.005.894	37.005.894
Ganancias (pérdidas) acumuladas	20	48.564.226	53.204.782
Otras reservas	20	611.239	634.653
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		86.181.359	90.845.329
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		141.064.472	120.176.962

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2022	01/01/2021
		31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	21	42.806.709	27.749.965
Otros ingresos	21	1.700.197	3.751.531
Materias primas y consumibles utilizados	22	(31.863.142)	(13.713.568)
Gastos por beneficios a los empleados	23	(3.582.704)	(3.210.624)
Gasto por depreciación y amortización	24	(3.276.882)	(3.032.471)
Otros gastos, por naturaleza	26	(13.637.848)	(9.231.247)
Otras ganancias (pérdidas)	-	44.189	199.579
Ingresos financieros	27	33.428	82.591
Costos financieros	27	(1.441.959)	(16.609)
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	25	(210.082)	(445.601)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	27	107.397	20.288
Resultados por unidades de reajuste	27	640.912	282.229
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		(8.679.785)	2.436.063
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	15	4.622.501	480.297
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		(4.057.284)	2.916.360

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

Estados de Otros Resultados Integrales

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos – M\$)

Otros Resultados Integrales	Nota	01/01/2022	01/01/2021
		31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		(4.057.284)	2.916.360
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	18	(32.075)	(70.620)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio, antes de impuestos		(32.075)	(70.620)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(32.075)	(70.620)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	15	8.661	19.067
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		8.661	19.067
Otro resultado integral		(23.414)	(51.553)
Resultado integral		(4.080.698)	2.864.807

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio inicial al 01/01/2022	37.005.894	-	-	(236.520)	871.173	634.653	53.204.782	90.845.329
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo inicial reexpresado al 01/01/2022	37.005.894	-	-	(236.520)	871.173	634.653	53.204.782	90.845.329
Cambios en el patrimonio								
Resultado integral								
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	(4.057.284)	(4.057.284)
Otro resultado integral	-	-	-	(23.414)	-	(23.414)	-	(23.414)
Total Resultado integral	-	-	-	(23.414)	-	(23.414)	(4.057.284)	(4.080.698)
Emisión de patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-	-	(583.272)	(583.272)
Incrementos (disminuciones) por otras aportaciones de los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cambios en el patrimonio	-	-	-	(23.414)	-	(23.414)	(4.640.556)	(4.663.970)
Patrimonio final al 31/12/2022	37.005.894	-	-	(259.934)	871.173	611.239	48.564.226	86.181.359

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos – M\$)

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

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.
Estados de Flujo de Efectivo Método Directo

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Nota	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	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	-	35.565.670	33.631.919
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	-	1.054.320	593.565
Otros cobros por actividades de operación	-	31.888	23.131
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(46.323.027)	(23.740.564)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(2.873.086)	(3.212.537)
Otros pagos por actividades de operación	-	-	597
Flujos de efectivo procedentes de operaciones		(12.544.235)	7.296.111
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados), clasificados como actividades de operación	-	835.418	(1.528.226)
Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación		(11.708.817)	5.767.885
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	-	-	(894.670)
Compras de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión	-	(10.887.666)	(19.671.370)
Cobros a entidades relacionadas	-	-	15.066.045
Intereses recibidos, clasificados como actividades de inversión	-	53.428	80.017
Flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión		(10.834.238)	(5.419.978)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas	6	25.956.890	2.100.000
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(18.071)	(16.307)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	6	(1.314.788)	-
Dividendos pagados, clasificados como actividades de financiación	-	(1.457.767)	(1.569.558)
Intereses pagados, clasificados como actividades de financiación	6	(1.174.625)	(3.101)
Flujos de efectivo procedentes de actividades de financiación		21.991.639	511.034
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(551.416)	858.941
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	-	130.169	30.538
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(421.247)	889.479
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del año		1.747.329	857.850
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del año	6	1.326.082	1.747.329

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

ÍNDICE

1.	Información General y Descripción del Negocio.....	11
2.	Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas	11
2.1.	Principios contables	11
2.2.	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	11
2.3.	Período cubierto.....	12
2.4.	Bases de preparación	12
2.5.	Moneda funcional	12
2.6.	Bases de conversión	12
2.7.	Compensación de saldos y transacciones	13
2.8.	Propiedades, planta y equipo.....	13
2.9.	Activos intangibles	14
2.9.1.	Servidumbres.....	14
2.9.2.	Programas informáticos.....	14
2.9.3.	Costos de investigación y desarrollo.....	14
2.10.	Deterioro de los activos no financieros	15
2.11.	Arrendamientos	16
2.11.1.	Sociedad actúa como arrendatario.....	16
2.11.2.	Sociedad actúa como arrendador	16
2.12.	Instrumentos financieros	17
2.12.1.	Activos financieros.....	17
2.12.2.	Pasivos financieros.....	19
2.12.3.	Derivados y contabilidad de cobertura	19
2.12.4.	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	20
2.12.5.	Derivados implícitos.....	20
2.13.	Inventarios	20
2.14.	Otros pasivos no financieros	20
2.14.1.	Ingresos diferidos.....	20
2.14.2.	Subvenciones estatales.....	20
2.14.3.	Obras en construcción para terceros.....	21
2.15.	Provisiones	21
2.16.	Beneficios a los empleados	21
2.17.	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	22
2.18.	Impuesto a las ganancias.....	22
2.19.	Reconocimiento de ingresos y gastos	23
2.20.	Dividendos.....	24
2.21.	Estado de flujos de efectivo	24
2.22.	Nuevos pronunciamientos contables.....	24
3.	Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.....	25
3.1.	Generación eléctrica	25
3.2.	Distribución	25
3.3.	Marco regulatorio	27
3.3.1.	Aspectos generales	27
3.3.2.	Ley de Equidad Tarifaria y Reconocimiento de Generación Local	27
3.3.3.	Ley que obliga a solventar el empalme y medidor en caso de fuerza mayor	27
3.3.4.	Ley de Generación Residencial	27
3.3.5.	Norma Técnica de Distribución.....	27
3.3.6.	Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	28
3.3.7.	Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica.....	28
3.3.8.	Ley de estabilización transitoria de precios	28
3.3.9.	Ley N°21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes	29
3.3.10.	Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo.....	29
3.3.11.	Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19	29

3.3.12	Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	30
4.	Política de Gestión de Riesgos	30
4.1.	Riesgo financiero	30
4.1.1.	Tipo de cambio	31
4.1.2.	Variación UF	31
4.1.3.	Riesgo de liquidez	31
4.1.4.	Riesgo de crédito	31
5.	Juicios y estimaciones de la Administración al aplicar las políticas contables críticas de la entidad	32
6.	Efectivo y Equivalentes al Efectivo	34
7.	Otros Activos Financieros	35
8.	Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	36
9.	Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	40
9.1.	Accionistas	40
9.2.	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	40
9.3.	Directorio y personal clave de la gerencia	41
10.	Inventarios	43
11.	Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	44
12.	Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	44
13.	Propiedades, Planta y Equipos	45
14.	Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	47
15.	Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	48
15.1.	Impuesto a la renta	48
15.2.	Impuestos diferidos	49
16.	Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	50
17.	Instrumentos financieros por categoría	52
17.1	Valor Justo de instrumentos financieros	53
18.	Provisiones	54
18.1	Otras provisiones corrientes	54
18.2	Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados	54
18.3	Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	55
18.4	Juicios y multas	57
18.4.1	Juicios	57
18.4.2	Multas	58
19.	Otros Pasivos no Financieros	58
20.	Patrimonio	58
20.1	Patrimonio neto de la sociedad	58
20.1.1	Capital suscrito y pagado	58
20.1.2	Dividendos	58
20.1.3	Otras reservas	59
20.1.4	Ganancias acumuladas	59
20.1.5	Gestión de capital	60
20.1.6	Restricciones a la disposición de fondos	60
21.	Ingresos	60
22.	Materias Primas y Consumibles Utilizados	62
23.	Gastos por Beneficios a los Empleados	62
24.	Gasto por Depreciación y Amortización	63
25.	Pérdida por deterioro	63
26.	Otros Gastos por Naturaleza	63
27.	Resultado Financiero	64
28.	Medio Ambiente	64
29.	Garantías Comprometidas con Terceros	64
30.	Cauciones Obtenidas de Terceros	65
31.	Moneda Extranjera	65
32.	Hechos Posteriores	66

EMPRESA ELÉCTRICA DE AISÉN S.A.**Notas a los Estados Financieros**

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(En miles de pesos chilenos – M\$)

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

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

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

El domicilio legal de la Sociedad es Isidora Goyenechea 3621, piso 3, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

b) Información del negocio

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

2. Resumen de las Principales Políticas Contables Aplicadas**2.1. Principios contables**

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

Los Estados Financieros de la Sociedad terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante “IASB”). Para estos fines, las NIIF comprenden las normas emitidas por el IASB y las interpretaciones emitidas por el Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF).

Estos Estados Financieros han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 29 de marzo de 2023.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

2.3. Período cubierto

Los presentes Estados Financieros comprenden lo siguiente:

- Estados de Situación Financiera Clasificados de Empresa Eléctrica de Aisén S.A. al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados de Resultados Integrales por Naturaleza por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados de Cambios en el Patrimonio Neto por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
- Estados de Flujos de Efectivo Método Directo por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

2.4. Bases de preparación

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

2.5. Moneda funcional

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

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno.

2.6. Bases de conversión

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

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

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

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/12/2022	31/12/2021
		\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	855,86	844,69
Unidad de Fomento	UF	35.110,98	30.991,74

2.7. Compensación de saldos y transacciones

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

2.8. Propiedades, planta y equipo

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

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

- Los costos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo: instalaciones de distribución, transmisión o generación eléctrica. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la Sociedad o la matriz del Grupo.
- Los costos de personal relacionados directamente con las obras en curso. Los montos relacionados con este concepto ascendieron a M\$36.480 por el año terminado al 31 de diciembre de 2022 y a M\$203.439 por el año terminado al 31 de diciembre de 2021 (Ver nota 23).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. La Sociedad, revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

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

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

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

2.9. Activos intangibles

2.9.1. Servidumbres

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

2.9.2. Programas informáticos

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

2.9.3. Costos de investigación y desarrollo

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

- Técnicamente, es posible completar la producción del activo intangible de forma que pueda estar disponible para su utilización o su venta;

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

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

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

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

2.10. 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.

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. Un 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.

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

2.11. Arrendamientos

2.11.1. Sociedad actúa como arrendatario

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

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

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

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

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

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

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

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

2.11.2. Sociedad actúa como arrendador

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

En el caso de arrendamientos financieros, en la fecha de comienzo, la Sociedad reconoce en su Estado de Situación Financiera los activos mantenidos en arrendamiento financiero y los presenta como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento, calculado como la suma del valor actual de las cuotas de arrendamiento y el valor actual de cualquier valor residual devengado, descontados a la tasa

de interés implícita en el arrendamiento. Posteriormente, se reconocen los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, en función de un modelo que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta realizada en el arrendamiento.

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

2.12. Instrumentos financieros

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

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

2.12.1. Activos financieros

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

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

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i. Instrumento de deuda a costo amortizado:

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantener activos financieros para recaudar flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto principal pendiente.

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

- El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo se logra tanto recogiendo flujos de efectivo contractuales como vendiendo los activos financieros; y
- Las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el importe principal pendiente.

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

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

- La Sociedad puede elegir irrevocablemente presentar cambios posteriores en el valor razonable de una inversión en acciones en otros resultados integrales si se cumplen ciertos criterios; y
- La Sociedad puede designar irrevocablemente una inversión de deuda que cumpla con los criterios de costo amortizado o VRCCORI medidos en VRCCRI si al hacerlo se elimina o reduce significativamente un ajuste contable.

b) Medición posterior de los activos financieros

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

- i. En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de tipo de interés efectivo, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- ii. Los activos financieros reconocidos a valor razonable con cambios en otros ingresos integrales se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva, las ganancias y pérdidas por diferencias de tipo de cambio y el deterioro se reconocen en los resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el Estado de Resultados Integrales. En desreconocimiento, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del año.
- iii. En relación con los activos financieros inicialmente reconocidos a valor razonable con cambios en resultados integrales, estos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias o pérdidas netas, incluidos los intereses o los ingresos por dividendos, se reconocen en el resultado del año. Estos activos financieros se mantienen para su negociación y se adquieren con el fin de venderlos a corto plazo. Los activos financieros de esta categoría se clasifican como otros activos financieros corrientes.

c) Deterioro de activos financieros no derivados

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad ha aplicado el enfoque simplificado de IFRS 9 para medir la 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 usuarios de los sistemas de transmisión.

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

2.12.2. Pasivos financieros

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

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

a) Cuentas por pagar comerciales:

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

b) Obligaciones con bancos e instituciones financieras.

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

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

2.12.3. Derivados y contabilidad de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

2.12.4. Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

2.12.5. 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 el Estado de Resultados Integrales.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los análisis realizados indican que no existen derivados implícitos en los contratos de la Sociedad que requieran ser contabilizados separadamente.

2.13. Inventarios

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

2.14. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.14.1. Ingresos diferidos

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

En el rubro "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.

2.14.2. Subvenciones estatales

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

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

2.14.3. Obras en construcción para terceros

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

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

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

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

2.15. Provisiones

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

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

2.16. Beneficios a los empleados

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

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

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

- Beneficios post-empleo: Indemnizaciones por años de servicio

Las condiciones de empleo estipulan el pago de una indemnización por años de servicio cuando un contrato de trabajo llega a su fin. Esto corresponde al pago de una proporción del sueldo base (0,9)

multiplicada por cada año de servicio, siempre y cuando el trabajador tenga más de 10 años de antigüedad.

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

La Sociedad utiliza supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 4,73% anual, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.17. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.18. Impuesto a las ganancias

El 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%.

2.19. Reconocimiento de ingresos y gastos

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

La Sociedad reconoce ingresos de las siguientes fuentes principales:

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

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

(i) Venta de Energía:

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

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

Los ingresos por venta de productos de hogar, materiales y equipos son reconocidos cuando los riesgos y beneficios significativos de los bienes han sido traspasados al comprador, la obligación 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.

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

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

(iv) Ingresos por intereses:

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

La Sociedad determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación, si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, la Sociedad aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la

contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Sociedad espera, al comienzo del contrato, que el año transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicios al cliente es de un año o menos.

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

2.20. Dividendos

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

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

2.21. Estado de flujos de efectivo

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

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

2.22. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2022:

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Referencia al Marco Conceptual (enmiendas a NIIF 3)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Propiedad, Planta y Equipo – Ingresos antes del Uso Previsto (enmiendas a NIC 16)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022
Contratos Onerosos – Costos para Cumplir un Contrato (enmiendas a NIC 37)	Periodos 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)	Periodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2022

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 17, Contratos de Seguros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2023
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Clasificación de pasivos como Corriente o No Corriente (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024
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
Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (enmiendas a NIIF 16)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024
Pasivos no corrientes con convenios de deuda (enmiendas a NIC 1)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2024

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

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

3.1. Generación eléctrica

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

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

3.2. Distribución

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

Las compañías dedicadas a la distribución eléctrica operan bajo el sistema de concesiones, que definen los territorios en los cuales cada compañía se obliga a servir a los clientes regulados bajo un régimen de tarifa máxima, conjugado con un modelo de empresa eficiente, fijada por la autoridad regulatoria. Dada las barreras

de entrada de la actividad, principalmente debido a las fuertes economías de densidad, las empresas distribuidoras operan con características de monopolio natural en el mercado de los clientes regulados.

Cada cuatro años, la Autoridad Regulatoria (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas y utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simulan varias empresas modelo, por cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que se basan en las características de una empresa de referencia.

Producto de la ley N°21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019, cambia la tasa de descuento de los activos modelados de 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

Todo cliente, tanto regulado como libre, debe pagar el valor agregado de distribución (VAD) por el uso de las redes.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios principalmente:

a) Ventas a Clientes Regulados

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

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad. Este precio es definido semestralmente, en enero y julio, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio.

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

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

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

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

b) Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje

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

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

Adicionalmente, las empresas distribuidoras reciben ingresos por los servicios asociados al suministro de electricidad o que se presten en mérito de la calidad de concesionario de servicio público ("SSAA"), entre los que se incluyen el arriendo de medidores, corte y reposición de servicio, apoyo a empresas de

telecomunicaciones y cargo por cancelación fuera de plazo como algunos de los más relevantes. Las tarifas por este tipo de servicios son fijadas cada 4 años, se determinan con ocasión de cada nuevo proceso tarifario de VAD.

3.3. Marco regulatorio

3.3.1 Aspectos generales

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

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 N°20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos) cuyo fin es introducir mecanismos de equidad en las tarifas eléctricas, entre otros:

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

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

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

3.3.4 Ley de Generación Residencial

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

3.3.5 Norma Técnica de Distribución

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

Dentro de los nuevos estándares, la norma técnica define la exigencia de instalar medición inteligente a los clientes 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 devuelto por la empresa. A contar del 26 de agosto de 2019 comenzó la devolución de los montos involucrados.

Una nueva versión de la NTCS-Dx fue publicada el 10/12/2019 mediante Resolución Exenta CNE N°763-19, perfeccionado algunos puntos de la norma publicada el 2017. Está en curso una nueva modificación, la que debiese ser publicada el primer semestre de 2023.

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 propuestos son:

- a) Cambia la tasa fija del 10% antes de impuestos, por una tasa de mercado que se fija para cada proceso tarifario, cuyo valor tiene un piso de 6% y un techo de un 8% después de impuestos. Para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.
- b) Para reflejar mejor la realidad de las cooperativas eléctricas, en cada proceso tarifario se deberá determinar al menos 4 áreas típicas para representarlas. Para el proceso tarifario en curso se determinaron 6 áreas para las cooperativas.
- c) Bases técnicas del proceso de tarificación pueden ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos.
- d) Se realizará 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.
- 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 (resultando una banda entre 3% y 8%). 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

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

a los generadores no supere los 1.350 millones de dólares. Sin embargo, en junio 2022 se superó el monto del saldo, debiendo entonces traspasarse a cliente final la totalidad de los precios contratados.

Para evitar alzas bruscas a cliente final, se publicó la Ley N°21.472 el 27/08/2022 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Esta Ley agrega un cargo adicional a la tarifa para solventar el fondo, diferenciado por nivel de consumo. El fondo también se solventa con aportes directos del Ministerio de Hacienda. A su vez, se definen aumentos máximos a clientes según su rango de consumo, definiendo 3 niveles: menor a 350 kWh al mes, entre 350 y 500 kWh al mes y sobre 500 kWh al mes. La Ley contempla que la totalidad de los saldos queden saldados al 2032.

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 (ME).

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

La Resolución y sus modificaciones posteriores determina el sentido y alcance de la obligación de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de tener giro exclusivo de distribución energía eléctrica, que fuera impuesto en la Ley N°21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, en adelante la "Ley".

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

3.3.11 Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

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

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

Dicha Ley 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 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, que 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. Esta ley prorratea la deuda contraída durante el período de pandemia (marzo 2020 a diciembre 2021). La cuota será cubierta por un subsidio del gobierno y la deuda no cubierta por las cuotas se extingue.

El 23 de junio se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprueba el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto de 2022.

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 de 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 de nudo, peajes de transmisión y transmisión zonal y tarifas de distribución. Además, otorga las concesiones definitivas, previo informe de la SEC. El objetivo general del Ministerio de Energía es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.
- d) **Coordinador Eléctrico Nacional**: Institución creada en la Ley de Transmisión, quién tiene las siguientes funciones:
 - Preservar la seguridad del servicio;
 - Garantizar la operación a mínimo costo del conjunto de las instalaciones que conforman el sistema;
 - Garantizar el acceso a las instalaciones de transmisión para abastecer los suministros de los clientes finales (distribuidoras o clientes libres).

4. Política de Gestión de Riesgos

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

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

4.1. Riesgo financiero

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

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

La gestión de los riesgos financieros de la Sociedad se realiza de forma que se mantenga un equilibrio entre los flujos de efectivo de las actividades de explotación y las necesidades de pago de los pasivos financieros. La Sociedad mantenía, al 31 de diciembre de 2022, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$1.326.082. (M\$1.747.329 al 31 de diciembre de 2021).

4.1.1. Tipo de cambio

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

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

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

4.1.2. Variación UF

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

4.1.3. Riesgo de liquidez

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

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

4.1.4. 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 8 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.

Durante el año 2020 fue publicada la Ley N° 21.249 de Servicios Básicos, considerando además 2 prórrogas publicadas durante el año 2021, lo cual dispuso, de manera excepcional, medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red, cuya normativa establecía la prohibición de corte de suministro hasta el 31 de diciembre de 2021. Lo anterior, se tradujo en un aumento de los niveles de morosidad y de crédito de los clientes, que comenzaron a ser regularizados en el primer semestre del 2022 a través de la aplicación de los convenios de pago de las leyes de servicios básicos: prorratesos en hasta 48 cuotas para

clientes inscritos (Ley N° 21.249) y convenios con subsidios para clientes con consumo promedio de hasta 250 Kwh (Ley N° 21.423). También se sumó la reactivación de los cortes para todos los clientes desde Julio de 2022.

En virtud de lo anterior, la Sociedad ha registrado al 31 de diciembre de 2022 una provisión de deterioro por M\$799.611 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 8).

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

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

Mayor información se encuentra en Nota 8 de Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

En el siguiente cuadro comparativo a diciembre de 2022 y 2021, se muestra la relación entre los ingresos totales y el monto de ventas y otras cuentas por cobrar vencidas o deterioradas:

Conceptos	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	44.506.906	31.501.496
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	1.175.629	771.663
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operaciones	2,64%	2,45%

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

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

La preparación de los Estados Financieros 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:

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

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

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

estima el valor recuperable del activo para determinar la extensión del deterioro. En la evaluación del deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente se agrupan en una Unidad Generadora de Efectivo (“UGE”) a la que pertenece el activo. El valor recuperable de estos activos o UGE, 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 supuestos tales como:

- Crecimiento de la demanda de energía: La estimación de crecimiento de las ventas de energía se ha calculado sobre la base del comportamiento de las realidades locales y sectoriales para el corto y mediano plazo histórico y en el largo plazo, según la estimación de crecimiento del IMACEC, variable que en períodos largos muestra una relación estructural con el comportamiento de la demanda.
 - Precios de compra y venta de energía: Los precios de compra se determinan según los contratos vigentes y su evolución para los próximos años. Los precios de venta de las proyecciones del negocio eléctrico (principalmente distribución y transmisión) se determinan de modo que se obtenga una rentabilidad regulatoria promedio. Así, los ingresos netos (ingresos por venta menos costo de venta y costos fijos) por sobre las inversiones realizadas deben entregar las rentabilidades promedio.
 - Inversiones en propiedad, planta y equipo: Los requisitos de las nuevas instalaciones para absorber la demanda, así como los requerimientos regulatorios (ejemplo: Inversión por Norma Técnica) se consideran en estas proyecciones. El Plan de Inversiones se actualiza periódicamente para hacer frente al crecimiento del negocio.
 - Costos fijos: Los costos fijos se proyectan teniendo en cuenta la base actual, el crecimiento de las ventas, los clientes y las inversiones. Tanto en relación con la dotación de personal (considerando los ajustes salariales y del IPC chileno), como con otros costos de operación y mantenimiento, y el nivel de inflación proyectado.
 - Variables macroeconómicas: Las variables macroeconómicas (inflación, tipo de cambio, entre otras) necesarias para proyectar los flujos (tasas de ventas y costos) se obtienen de informes de terceros.
- c) **Ingresos y costos operativos:** La Sociedad considera como ingresos, además de los servicios facturados en el año, una estimación de los servicios prestados en espera de facturación al final del año, considerando que la medición se realiza durante el mes de acuerdo con un programa de medición. Además, los costos asociados con tales ingresos se han incluido debidamente como costos de operación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la operación, la estimación de ciertas cantidades del Sistema Eléctrico (entre otras, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten la liquidación entre las diferentes empresas del Sistema por los servicios ya prestados. Estas acumulaciones se invertirán una vez que las liquidaciones finales sean emitidas por el regulador responsable y registradas en el libro mayor.
- d) **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad ha estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente.
- e) **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

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

- f) **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 2022 y 2021, es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Efectivo en caja	242.211	278.439
Saldo en bancos	302.899	771.663
Otros instrumentos de renta fija	780.972	697.227
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	1.326.082	1.747.329

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

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

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

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Clasificación de riesgo	Monto Inversión	
						31/12/2022	31/12/2021
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	780.972	697.227
Total Otros instrumentos de renta fija						780.972	697.227

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

Detalle del Efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	1.282.099	616.724
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	43.983	1.130.605
Total Detalle por tipo de moneda		1.326.082	1.747.329

d) La siguiente tabla detalla los cambios en los pasivos que se originen de actividades de financiamiento de la sociedad, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre 2022 y 2021.

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	31/12/2021	Flujos de efectivo				Cambios distintos de efectivo				31/12/2022
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devengo intereses	Ajuste UF	Nuevos arrendamientos financieros	Trasposos	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Arrendamientos financieros corrientes	15.183	-	(2.006)	-	-	1.945	(1.604)	-	5.578	19.096
Arrendamientos financieros no corrientes	25.801	-	-	-	(18.071)	-	6.036	10.082	(5.578)	18.270
Préstamos en cuenta corriente, corrientes	3.413	-	(1.172.619)	-	-	1.434.207	-	-	-	265.001
Préstamos en cuenta corriente, no corrientes	2.100.000	(1.314.788)	-	25.956.890	-	-	-	-	-	26.742.102
Totales	2.144.397	(1.314.788)	(1.174.625)	25.956.890	(18.071)	1.436.152	4.432	10.082	-	27.044.469

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

7. Otros Activos Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (*)	-	-	2.793.576	-
Totales	-	-	2.793.576	-

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (crédito de Ley Austral), que se recuperará en períodos futuros a base de la generación de flujos de la sociedad. La valorización inicial de estos activos se hace con los flujos proyectados de las sociedades y descontado a la tasa de descuento utilizada para la evaluación de las unidades generadoras de caja. Las valorizaciones posteriores se hacen con el método de la tasa efectiva de descuento y anualmente se verifica si existe deterioro del activo en base a flujos proyectados actualizados.

8. Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	21.997.476	9.380.681	2.314.851	762.593
Otras cuentas por cobrar, bruto	3.637.241	4.185.282	675.335	739.906
Totales	25.634.717	13.565.963	2.990.186	1.502.499

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar, neto	21.593.510	8.856.266	2.314.851	762.593
Otras cuentas por cobrar, neto	3.241.596	3.731.261	675.335	739.906
Totales	24.835.106	12.587.527	2.990.186	1.502.499

Provisión de deterioro cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar	403.966	524.415	-	-
Otras cuentas por cobrar	395.645	454.021	-	-
Totales	799.611	978.436	-	-

b) El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturadas y no pagadas o provisionados al 31 de diciembre 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	5.575.048	7.039.713	561.301	264.791
Energía y peajes	2.444.113	3.150.770	-	-
Anticipos para importaciones y proveedores	908.546	959.609	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	249.795	208.271	-	-
Convenios de pagos y créditos por energía	1.248.245	490.294	488.321	104.052
Deudores materiales y servicios	644.424	336.316	-	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	79.925	1.894.453	72.980	160.739
No facturas o provisionados	19.579.969	6.294.956	2.314.851	762.593
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	14.547.754	4.094.378	-	-
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos (*)	2.430.336	52.397	2.314.851	762.593
Equidad tarifaria residencial	51.689	37.808	-	-
Energía en medidores (*)	2.523.584	2.045.328	-	-
Provisión ingresos por obras	2.183	40.623	-	-
Otros	24.423	24.422	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	479.700	231.294	114.034	475.115
Totales, bruto	25.634.717	13.565.963	2.990.186	1.502.499
Provisión deterioro	(799.611)	(978.436)	-	-
Totales, neto	24.835.106	12.587.527	2.990.186	1.502.499

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

Principales conceptos de Otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	1.248.245	490.294	488.321	104.052
Anticipos para importaciones y proveedores	908.546	959.609	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	251.978	248.894	-	-
Deudores materiales y servicios	644.424	336.316	-	-
Cuenta corriente al personal	479.700	231.294	114.034	475.115
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	79.925	1.894.453	72.980	160.739
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	-	-	-	-
Otros deudores	24.423	24.422	-	-
Totales	3.637.241	4.185.282	675.335	739.906
Provisión deterioro	(395.645)	(454.021)	-	-
Totales, neto	3.241.596	3.731.261	675.335	739.906

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2022 es de M\$27.825.292, y al 31 de diciembre de 2021 es de M\$14.090.026.
- b) Las Sociedades de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con lo que establece el DFL4/2006, artículo 136 y 125, están obligadas a entregar suministro eléctrico dentro de su zona de concesión a los clientes que lo soliciten. Al 31 diciembre de 2022 la Sociedad distribuye energía eléctrica a 53.865 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito.

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	47.174	52%
Comercial	4.129	27%
Industrial	174	8%
Otros	2.388	13%
Total	53.865	100%

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

- c) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, 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	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	1.890.863	1.542.072
Con vencimiento entre tres y seis meses	199.356	239.936
Con vencimiento entre seis y doce meses	109.128	237.218
Con vencimiento mayor a doce meses	3.487	32.577
Totales	2.202.834	2.051.803

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

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

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

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es 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 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.

d) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la estratificación de la cartera bruta es la siguiente (la Sociedad no tiene cartera securitizada):

31 de diciembre de 2022:

Tramos de morosidad	31/12/2022					
	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	20.173	24.910.065	3.621	454.226	23.794	25.364.291
Entre 1 y 30 días	5.720	758.966	1.504	300.398	7.224	1.059.364
Entre 31 y 60 días	2.114	407.212	1.869	256.864	3.983	664.076
Entre 61 y 90 días	595	113.071	641	80.821	1.236	193.892
Entre 91 y 120 días	398	64.304	75	40.807	473	105.111
Entre 121 y 150 días	245	36.201	-	-	245	36.201
Entre 151 y 180 días	258	77.005	77	53.024	335	130.029
Entre 181 y 210 días	176	39.299	-	-	176	39.299
Entre 211 y 250 días	127	26.678	26	29.718	153	56.396
Más de 250 días	7.422	896.877	104	79.367	7.526	976.244
Total Estratificación de la cartera	37.228	27.329.679	7.917	1.295.224	45.145	28.624.903

31 de diciembre de 2021:

Tramos de morosidad	31/12/2021					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	22.407	11.878.350	334	215.714	22.741	12.094.064
Entre 1 y 30 días	7.323	854.757	139	54.467	7.462	909.224
Entre 31 y 60 días	2.895	414.015	78	58.612	2.973	472.627
Entre 61 y 90 días	1.156	179.039	33	7.353	1.189	186.392
Entre 91 y 120 días	779	111.061	48	55.185	827	166.246
Entre 121 y 150 días	622	108.166	19	-	641	108.166
Entre 151 y 180 días	303	30.605	71	19.403	374	50.008
Entre 181 y 210 días	356	93.875	-	-	356	93.875
Entre 211 y 250 días	272	47.936	49	21.793	321	69.729
Más de 250 días	2.792	754.893	271	163.238	3.063	918.131
Total Estratificación de la cartera	38.905	14.472.697	1.042	595.766	39.947	15.068.463

e) Al 31 de diciembre 2022 y 2021, la cartera en cobranza judicial y protestada, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2022		31/12/2021	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	2	30.993	2	347
Documentos por cobrar en cobranza judicial	15	96.726	41	95.726
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	17	127.719	43	96.073

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corrientes y No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Saldo inicial	978.437	632.348
Aumentos (disminuciones)	218.248	385.564
Montos castigados	(397.072)	(39.475)
Total movimientos	(178.824)	346.089
Saldo final	799.613	978.437

g) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2022 y 2021 es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	295.859	280.157
Provisión repactada	(77.611)	122.501
Castigos del período	(397.072)	(39.475)
Totales	(178.824)	363.183

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

9. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

9.1. Accionistas

El detalle de los Accionistas más importantes de la Sociedad al 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

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

9.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

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

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No Corrientes	
							31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
							MS	MS	MS	MS
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	417.025	936.973	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	18	-	-	-
Totales							417.043	936.973	-	-

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

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza relación	Moneda	Corrientes		No Corrientes	
							31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	1.727.221	2.979.099	-	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	147.703	312.058	-	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	401.553	404.037	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (Capital)	Más de 1 año	Matriz	CLP	-	-	26.742.102	2.100.000
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (Interés)	Menos de 90 días	Matriz	CLP	265.000	3.413	-	-
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	63.958	-	-	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	159.767	73.292	-	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	2.076	26.695	-	-
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	12.205	984	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	-	138	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director	Menos de 90 días	Director	UF	157	-	-	-
Totales							2.779.640	3.799.716	26.742.102	2.100.000

(*) Al 31 de diciembre de 2021 Empresa Eléctrica de Aysén S.A. mantenía un préstamo en cuenta corriente con Inversiones Eléctricas del Sur S.A. destinado al financiamiento y pago de sus compromisos por un monto en capital de M\$2.100.000, devengando un monto total de M\$3.413 en intereses calculados con una tasa de interés anual no capitalizable del 3,69%.

Durante el ejercicio 2022 La Sociedad ha solicitado nuevos préstamos a la Matriz por un monto de M\$25.956.890 y ha efectuado pagos por un monto de M\$1.314.788 respectivamente. Con lo anterior el saldo de la deuda de capital al 31 de diciembre de 2022 aumenta a un monto total de M\$26.742.102, con un interés de M\$265.000. calculado a una tasa de interés anual no capitalizable del 12,02%.

La Administración de la Matriz ha establecido que la exigibilidad de los préstamos será superior a los 12 meses, devengando una tasa de interés en forma mensual sobre el capital adeudado. El préstamo no posee garantías y se puede reembolsar anticipadamente, en forma parcial o en su totalidad según decisión previa de La Administración.

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

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2022		31/12/2021	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Préstamo en cuenta corriente (capital/intereses)	(24.903.690)	(1.434.207)	2.103.413	(4.424)
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Matriz	Recuperación de gastos	(63.958)	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	1.251.878	-	2.168.902	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Matriz Común	Dividendos por pagar	815.741	-	(1.463.829)	-
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	24.619	-	26.695	-
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	2.484	-	351.181	-
77.683.400-9	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	(86.475)	-	73.292	-
77.683.400-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Matriz Común	Recuperación de gastos	(11.221)	-	(984)	-
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	164.355	-	(353.039)	-

9.3. Directorio y personal clave de la gerencia

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

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad, celebrada con fecha 27 de abril de 2022, 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 11 de mayo de 2022, el Directorio de la Sociedad, procedió a elegir como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Jorge Lesser García-Huidobro y como Vicepresidente al señor Iván Díaz-Molina.

Con fecha 17 de agosto de 2022, el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de los directores Christopher Powell, Stacey Purcell y Waldo Fortín. Acto seguido, el Directorio procedió a designar, en su reemplazo, a Shama Naquashbandi, Stephen Best y Luz Granier.

Al 31 de diciembre de 2022 el Directorio de la Sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz – Molina, Jorge Lesser García – Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Ashley Munroe, Jonathan Reay, Shama Naquashbandi, Stephen Best y Luz Granier.

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	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	-	138
Jorge Lesser García-Huidobro	157	-
Totales	157	138

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

b) Remuneración del Directorio

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

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

Los Directores señores Juan Ignacio Parot Becker, Waldo Fortín Cabezas, Stacey Purcell, Ashley Munroe, Jonathan Reay, Christopher Powell, Shama Naquashbandi, Stephen Best y Luz Granier renunciaron a la remuneración que les correspondería por el ejercicio del cargo de Director de Edelaysen. Sólo los Directores Jorge Lesser García-Huidobro e Iván Díaz - Molina recibirán su remuneración.

Las remuneraciones pagadas a los Directores al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son las siguientes:

Director	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	1.982	1.784
Jorge Lesser García-Huidobro	1.982	1.784
Totales	3.964	3.568

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad cuenta actualmente con un ejecutivo como empleado directo. Las remuneraciones del Equipo Gerencial de la Sociedad con cargo a resultados ascienden a M\$80.799 al 31 de diciembre de 2022 y a M\$73.549 al 31 de diciembre de 2021.

La Sociedad tiene para sus ejecutivos establecidos un plan de incentivo por cumplimiento de objetivos individuales de aportación a los resultados de la Sociedad. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas. Se paga un anticipo de 25% de una remuneración bruta durante el tercer trimestre de cada año y el saldo es cancelado en el primer semestre del año siguiente. El cargo a resultados del plan de incentivo asciende a M\$34.560 al 31 de diciembre de 2022 y M\$30.923 al 31 de diciembre de 2021.

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.

10. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Al 31 de diciembre de 2022:

Clases de Inventarios	31/12/2022		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	2.353.210	2.293.951	59.259
Existencias para venta al detalle de productos y servicios	-	-	-
Petróleo	766.217	766.217	-
Total Clases de Inventarios	3.119.427	3.060.168	59.259

Al 31 de diciembre de 2021:

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

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

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

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

Inventarios utilizados durante el período según gasto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	24.806.883	12.647.173
Otros gastos, por naturaleza	498.902	419.848
Total Inventarios utilizados durante el período según gasto	25.305.785	13.067.021

(*) Ver Nota 22.

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2022 ascienden a M\$3.351.491 (M\$3.752.404 en 2021) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2022 asciende a M\$439.073 (M\$589.615 en 2021).

11. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	(543)	941.346
IVA crédito fiscal por recuperar, remanente	4.956.937	5.563.656
Crédito sence	22.969	19.710
Crédito activo fijo	-	27.086
Impuesto por recuperar año anterior	154.266	28.628
Totales	5.133.629	6.580.426

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Otros	4.835	4.529
Totales	4.835	4.529

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, neto	146.757	146.757
Servidumbres	33.631	33.631
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	4.583	4.583

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indetificables, bruto	152.692	152.692
Servidumbres	33.631	33.631
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	10.518	10.518

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(5.935)	(5.935)
Servidumbres	-	-
Derechos de agua	-	-
Software	(5.935)	(5.935)

La composición y movimientos del activo intangible durante los años 2022 y 2021, 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 01/01/2022	33.631	108.543	4.583	146.757
Total movimientos	-	-	-	-
Saldo final al 31/12/2022	33.631	108.543	4.583	146.757

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	33.631	108.543	4.583	146.757
Total movimientos	-	-	-	-
Saldo final al 31/12/2021	33.631	108.543	4.583	146.757

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

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

13. Propiedades, Planta y Equipos

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	96.024.838	92.654.789
Terrenos	3.623.976	3.623.976
Edificios	4.723.237	4.873.447
Planta y equipo	57.282.083	51.831.909
Equipamiento de tecnologías de la información	7.872	83
Instalaciones fijas y accesorios	141.501	156.884
Vehículos de motor	980.462	769.983
Construcciones en curso	28.229.332	30.486.656
Otras propiedades, planta y equipo	1.036.375	911.851

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	134.335.048	128.035.715
Terrenos	3.623.976	3.623.976
Edificios	7.674.265	7.663.741
Planta y equipo	89.351.285	81.457.911
Equipamiento de tecnologías de la información	394.594	368.478
Instalaciones fijas y accesorios	422.317	399.250
Vehículos de motor	1.578.318	1.220.910
Construcciones en curso	28.229.332	30.486.656
Otras propiedades, planta y equipo	3.060.961	2.814.793

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(38.310.210)	(35.380.926)
Edificios	(2.951.028)	(2.790.294)
Planta y equipo	(32.069.202)	(29.626.002)
Equipamiento de tecnologías de la información	(386.722)	(368.395)
Instalaciones fijas y accesorios	(280.816)	(242.366)
Vehículos de motor	(597.856)	(450.927)
Otras propiedades, planta y equipo	(2.024.586)	(1.902.942)

El detalle del movimiento del rubro de propiedades, plantas y equipos durante el año 2022 y 2021, 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 01/01/2022	3.623.976	4.873.447	51.831.909	83	156.884	769.983	30.486.656	911.851	92.654.789
Adiciones	-	-	1.216.609	-	-	-	5.132.679	-	6.349.288
Traslados (activación obras en curso)	-	32.947	9.845.731	-	36.255	361.114	(10.573.621)	297.574	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde (hacia) Propiedades, planta y equipo	-	(22.423)	(3.152.385)	26.377	(13.188)	(3.706)	3.183.618	(18.293)	-
Retiros valor bruto	-	-	(16.581)	(261)	-	-	-	(33.113)	(49.955)
Retiros y traspasos depreciación acumulada	-	1.269	287.085	261	-	-	-	39.898	328.513
Gasto por depreciación	-	(162.003)	(2.730.285)	(18.588)	(38.450)	(146.929)	-	(161.542)	(3.257.797)
Total movimientos	-	(150.210)	5.450.174	7.789	(15.383)	210.479	(2.257.324)	124.524	3.370.049
Saldo final al 31/12/2022	3.623.976	4.723.237	57.282.083	7.872	141.501	980.462	28.229.332	1.036.375	96.024.838

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

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

Informaciones adicionales de propiedades, planta y equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización del resultado de explotación”.
- La Sociedad cuenta con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias) con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2022 y 2021 no es significativo. La Sociedad 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 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	7.837	37.822	45.659
Adiciones	-	10.082	10.082
Gasto por amortización	(5.209)	(13.876)	(19.085)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	808	3.466	4.274
Total movimientos	(4.401)	(328)	(4.729)
Saldo final al 31/12/2022	3.436	37.494	40.930

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

b) Pasivos por arrendamiento

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2022					
					Corrientes			No corrientes		
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Total No corrientes
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.905	11.236	14.141	11.353	-	11.353
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	856	4.100	4.956	5.142	1.775	6.917
Totales					3.761	15.336	19.097	16.495	1.775	18.270

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

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el estado de resultados integral por el período terminado al 31 de diciembre de 2022, se incluye un gasto por M\$72.770 (M\$56.707 en 2021), 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 2022, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

15. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

15.1. Impuesto a la renta

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

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto (ingreso) por impuestos corrientes	(23.435)	15.359
Otro gasto por impuestos corrientes	544	8.094
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	(22.891)	23.453
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(4.599.610)	(503.750)
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	(4.599.610)	(503.750)
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(4.622.501)	(480.297)

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 2022 y 2021, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	(8.679.785)	2.436.063
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	2.343.542	(657.737)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	132.564	157.772
Efecto fiscal de ingreso (gasto) no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(366.876)	(191.333)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	75.709	(23.453)
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable y gasto por impuestos (ingreso)	2.437.562	1.195.048
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	2.278.959	1.138.034
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	4.622.501	480.297
Tasa impositiva efectiva	53,26%	(19,72%)

15.2. Impuestos diferidos

a) El detalle de los saldos de impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	48.059	28.347
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	213.148	261.425
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	45.554	42.224
Impuestos diferidos relativos a provisión de obsolescencia	16.000	13.223
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	14.226	34.080
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	3.370.914	396.791
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	89.942	73.958
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	8.092	7.856
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	20.599	15.199
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	3.826.534	873.103

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	7.662.777	9.317.359
Impuestos diferidos relativos a arriendos	963	1.219
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	7.663.740	9.318.578

Diferencias temporarias, neto	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	3.826.534	873.103
Pasivos por impuestos diferidos	(7.663.740)	(9.318.578)
Total Diferencias temporarias, neto	(3.837.206)	(8.445.475)

b) Los movimientos de los rubros de Impuestos Diferidos del Estado de Situación Financiera en el año 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	873.103	407.059	9.318.578	9.375.351
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	2.944.771	446.977	(1.654.838)	(56.773)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	8.660	19.067	-	-
Total movimientos	2.953.431	466.044	(1.654.838)	(56.773)
Saldo final	3.826.534	873.103	7.663.740	9.318.578

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

16. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	12.620.796	8.072.493
Otras cuentas por pagar	1.140.452	1.162.364
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.761.248	9.234.857

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes	9.111.833	2.316.660
Proveedores por compra de combustible y gas	467.321	1.636.647
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	1.382.008	233.342
Cuentas por pagar por bienes y servicios	1.659.634	3.885.844
Dividendos por pagar a terceros	2.599	61.577
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	50.565	42.841
Otras cuentas por pagar	1.087.288	1.057.946
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.761.248	9.234.857

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	924.370	10.181.938	1.514.489	12.620.796
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	924.370	10.181.938	1.514.489	12.620.796

Proveedores con pago al día	31/12/2021			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	1.962.603	4.318.328	1.791.562	8.072.493
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-
Totales	1.962.603	4.318.328	1.791.562	8.072.493

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 2022 y 2021, es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2022	
		M\$	%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	208.140	1,65%
Man Energy Solutions Chile Ltda.	76.059.324-9	127.690	1,01%
Mantención Eléctrica J.E.B E.I.R.L	76.015.234-K	118.393	0,94%
Serv Elect. Mant. Ind. Fdo.Sommer	76.968.754-8	107.316	0,85%
Empresa distribuidora de energía eléctrica Paillaco S A	96.798.200-8	86.868	0,69%
Ingeniería calculo y construcción JLS Ingeniería Ltda.	76.736.320-6	71.254	0,56%
Telecomunicaciones y Electricidad S.A.	96.524.340-2	65.521	0,52%
RIMALCO SPA	76.426.249-2	63.843	0,51%
Wuxi Fasten Euenon Co.,Ltd	Proveedor Extranjero	60.508	0,48%
Interlog Electronica Ltda.	86.808.500-2	58.087	0,46%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		9.111.833	72,20%
Otros Proveedores		2.541.343	20,14%
Totales		12.620.796	100,00%

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

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

17. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2022			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	545.110	780.972	-	1.326.082
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	27.825.292	-	-	27.825.292
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	417.043	-	-	417.043
Totales Activos financieros	31.581.021	780.972	-	32.361.993

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

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2022			
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Derivados de cobertura	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	37.367	-	-	37.367
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	13.761.248	-	-	13.761.248
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	29.521.742	-	-	29.521.742
Totales Pasivos financieros	43.320.357	-	-	43.320.357

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

17.1 Valor Justo de instrumentos financieros

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

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

Activos financieros	31/12/2022	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	242.211	242.211
Saldo en bancos	302.899	302.899
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	27.825.292	27.825.292

Pasivos financieros	31/12/2022	
	Valor libro	Valor justo
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	37.367	37.367
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	13.761.248	13.761.248

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

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

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

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

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

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

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

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

18. Provisiones

18.1 Otras provisiones corrientes

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otras provisiones a corto plazo	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	442.140	328.392
Totales	442.140	328.392

(*) Principalmente provisiones de multas y juicios

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	328.392	328.392
Provisiones adicionales	377.388	377.388
Provisiones no utilizadas	(263.417)	(263.417)
Provisiones utilizadas	(223)	(223)
Total movimientos	113.748	113.748
Saldo final al 31/12/2022	442.140	442.140

El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

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

18.2 Provisiones corrientes, por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	168.719	156.387
Provisión por beneficios anuales	481.912	398.386
Totales	650.631	554.773

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	156.387	398.386	554.773
Incremento (decremento) en provisiones existentes	179.269	476.256	655.525
Provisiones utilizadas	(166.937)	(392.730)	(559.667)
Total movimientos	12.332	83.526	95.858
Saldo final al 31/12/2022	168.719	481.912	650.631

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

18.3 Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados

a) Beneficios de prestación definida:

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

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	683.816	499.952
Totales	683.816	499.952

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante el año 2022 y 2021, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	499.953
Costo por intereses	80.270
Costo del servicio del período	71.518
Variación actuarial por cambio de tasa	32.075
Total movimientos	183.863
Saldo final al 31/12/2022	683.816

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

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

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Costo por intereses	80.270	37.317
Costo del servicio del ejercicio	71.518	56.145
Bonos antigüedad	-	37.544
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	151.788	131.006
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	32.075	70.620
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	183.863	201.626

d) Hipótesis actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

Tasa de descuento (nominal)	4,73%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	4,50%
Tablas de mortalidad	CB H 2014 / RV M 2014
Tasa de rotación	2,00%
Edad de retiro	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2022, 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	81.003	(68.468)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2022, 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	(64.888)	75.440

18.4 Juicios y multas

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

18.4.1 Juicios

Los juicios vigentes de la Sociedad son los siguientes:

Razón social	Nombre abreviado	Tribunal	N° Rol	Materia	Partes involucradas	Etapas procesales	Cuántía M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	1° Juzgado Civil de Osorno	C-1609-2021	Demanda Ejecutiva	Notif.CHITA SpA con Edelaysen	Pendiente primera instancia	3.880
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	2° Juzgado del Trabajo de Santiago	T-166-2022	Demanda Laboral	Subsidiaria Yévenes Mauricio con Cobra y Edelaysen	Pendiente segunda instancia. Se condena en forma	18.312
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	1° Juzgado del Trabajo Santiago	T-143-2022	Demanda Laboral	Subsidiaria Campos Felipe con Cobra y Edelaysen	Pendiente primera instancia	18.599
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	2° Juzgado Civil de Osorno	C-2274-2021	Demanda indemnización perjuicios	Barbet C. Guido con Edelaysen	Pendiente primera instancia	16.000
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	2° Juzgado Laboral de Santiago	O-4476-2022	Demanda laboral.	Subsidiaria Reyes Adolfo con Obras Especiales Chile y Edelaysen	Pendiente primera instancia.	70.000
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	Juzgado Laboral de Coyhaique	T-20-2022	Demanda Laboral	Subsidiaria Calderón José con Sur Electricidad y Edelaysen	Pendiente primera instancia	21.388
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	Juzgado de Cobranza Laboral de Osorno	A-34-2022	Cobro imposiciones	AFC con Edelaysen	Pendiente primera instancia	145
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	Juzgado de Cobranza Laboral de Osorno	P-1146-2022	Cobro imposiciones	AFC con Edelaysen	Pendiente primera instancia	3.379
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	1° Juzgado Civil de Coyhaique	C-1674-2022	Notificación judicial de factura	Aguas Patagonia de Aysén S.A. con Edelaysen	Pendiente primera instancia	1.241

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad ha realizado provisiones por aquellas contingencias que podrían generar una obligación. La provisión se realiza teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los presentes estados financieros, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de la misma. Cabe mencionar que la Sociedad cuenta con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.000.

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

18.4.2 Multas

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

Razón social	Nombre abreviado	N° Resolución Exenta	Fecha resolución	Organismo	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas pendientes de resolución de años anteriores							
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Res. Ex.12389	17/02/2016	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	11.936
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	REX 34861	02/09/2021	SEC	No efectuar lecturas marzo y abril 2020.	Reclamo de Illegalidad	596

Razón social	Nombre abreviado	Resolución	Fecha resolución	Concepto	Concepto	Estado	Monto M\$
Multas cursadas en 2022							
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	REX 13595	01/09/2022	SEC	Calidad de Servicio.	Recurso de Reposición	196.954

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

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

19 Otros Pasivos no Financieros

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2022	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR) (*)	1.329.661	2.504.958	-	-
Otras obras de terceros	757.636	915.401	-	-
Otros pasivos no financieros	-	-	30.297	29.334
Total Otros pasivos no financieros	2.087.297	3.420.359	30.297	29.334

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

20 Patrimonio

20.1 Patrimonio neto de la sociedad

20.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 el capital social de la Sociedad asciende a M\$37.005.894 y está representado por 37.577.393 acciones serie única suscritas y pagadas.

20.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 27 de abril de 2022 se aprobó el pago de un dividendo final de \$38,80470994 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2021, lo que significó un pago total de M\$1.458.180. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 27 de mayo de 2022.

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2021 se aprobó el pago de un dividendo final de \$41,780531310400 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2020,

lo que significó un pago total de M\$1.570.003. Los dividendos antes señalados se pagaron a partir del día 28 de mayo de 2021.

20.1.3 Otras reservas

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

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2022	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Saldo final al 31/12/2022
	M\$	M\$	M\$
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(236.520)	(23.414)	(259.934)
Otras reservas varias	871.173	-	871.173
Totales	634.653	(23.414)	611.239

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

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

20.1.4 Ganancias acumuladas

Los saldos por naturaleza y destino de las Ganancias (Pérdidas) Acumuladas al 31 de diciembre de 2022 y 2021, son los siguientes:

La utilidad distributable del año 2022, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2022, esto es (M\$4.057.284).

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2022	53.204.782	53.204.782
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	(4.057.284)	(4.057.284)
Reverso provisión y pago de dividendo año anterior	874.908	874.908
Provisión dividendo mínimo del período	(1.458.180)	(1.458.180)
Total movimientos	(4.640.556)	(4.640.556)
Saldo final al 31/12/2022	48.564.226	48.564.226

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

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distributable acumulada	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2021	51.163.330	51.163.330
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	2.916.360	2.916.360
Provisión dividendo mínimo del período	(874.908)	(874.908)
Total movimientos	2.041.452	2.041.452
Saldo final al 31/12/2021	53.204.782	53.204.782

20.1.5 Gestión de capital

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

20.1.6 Restricciones a la disposición de fondos

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad no posee restricciones de envío de flujo a sus Accionistas.

21 Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Venta de Energía	42.103.582	27.301.444
Distribución	32.090.585	25.378.599
Residencial	16.536.297	13.172.424
Comercial	8.566.638	6.874.769
Industrial	2.608.516	2.296.084
Otros (*)	4.379.134	3.035.322
Generación y Comercialización	10.012.997	1.922.845
Otros ingresos	703.127	448.521
Apoyos	49.970	38.052
Arriendo medidores	62.346	52.507
Cargo por pago fuera de plazo	483.795	254.524
Otros	107.016	103.438
Total Ingresos de actividades ordinarias	42.806.709	27.749.965

Otros ingresos

Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Agrícola	50.840	42.702
Transporte	11.470	-
Municipal	2.238.837	2.040.310
Alumbrado público	586.453	477.414
Otros	1.491.534	474.896
Total Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	4.379.134	3.035.322

Otros ingresos	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Construcción de obras y trabajos a terceros	956.006	1.226.253
Venta de materiales, equipos y servicios	688.368	488.706
Arrendamientos	28.984	25.082
Intereses créditos y préstamos	11.176	9.206
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	(184.551)	1.875.215
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	116.718	36.218
Otros ingresos	83.496	90.851
Total Otros ingresos	1.700.197	3.751.531

A continuación se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	32.090.585	25.378.599
Generación y comercialización	10.012.997	1.922.845
Otros ingresos	703.127	448.521
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	42.806.709	27.749.965
Total Ingresos de actividades ordinarias	42.806.709	27.749.965

Otros ingresos	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Construcción de obras y trabajos a terceros	956.006	1.226.253
Intereses créditos y préstamos	11.176	9.206
Arrendamientos	28.984	25.082
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	116.718	36.218
Otros Ingresos	83.496	90.851
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	1.196.380	1.387.610
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales y equipos	688.368	488.706
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	(184.551)	1.875.215
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	503.817	2.363.921
Total Otros ingresos	1.700.197	3.751.531

22 Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	7.056.259	1.066.395
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	24.806.883	12.647.173
Total Materias primas y consumibles utilizados	31.863.142	13.713.568

23 Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	2.962.173	3.068.672
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	464.786	415.795
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	192.225	(70.404)
Activación costo de personal	(36.480)	(203.439)
Total Gastos por beneficios a los empleados	3.582.704	3.210.624

24 Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	3.257.797	3.014.277
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	19.085	18.194
Total Gasto por depreciación y amortización	3.276.882	3.032.471

25 Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros por los años terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	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	210.082	445.601
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	210.082	445.601

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

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

26 Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro, en el Estado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2022 31/12/2022	01/01/2021 31/12/2021
	M\$	M\$
Servicios compartidos	5.075.953	3.766.351
Operación y mantenimiento sistema eléctrico	3.393.864	1.046.988
Sistema generación	1.498.773	1.222.797
Mantenimiento medidores, ciclo comercial	923.508	820.856
Operación vehículos, viajes y viáticos	282.708	191.416
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	26.884	17.301
Provisiones y castigos	22.173	32.765
Gastos de administración y otros servicios prestados	1.727.898	1.101.747
Egresos por construcción de obras a terceros	539.778	824.773
Otros gastos por naturaleza	146.309	206.253
Total Otros gastos, por naturaleza	13.637.848	9.231.247

27 Resultado Financiero

El detalle de los ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2022	01/01/2021
	31/12/2022	31/12/2021
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	33.428	16.943
Otros ingresos financieros	-	65.648
Ingresos financieros	33.428	82.591
Otros gastos financieros	(1.441.959)	(16.609)
Costos financieros	(1.441.959)	(16.609)
Resultados por unidades de reajuste	640.912	282.229
Positivas	143.892	27.004
Negativas	(36.495)	(6.716)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	107.397	20.288
Total Resultado financiero	(660.222)	368.499

28 Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales efectuados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Sociedad que efectúa el desembolso	Nombre abreviado	Actividad	Registro contable	31/12/2022	31/12/2021
				M\$	M\$
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Evaluación plan de manejo	Inversión	24.763	6.114
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Gestión de residuos	Costo	117.917	40.314
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Reforestaciones	Inversión	29.321	3.675
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Otros gastos medioambientales	Costo	292	
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Asesorías medioambientales	Costo	949	
Totales				173.242	50.103

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

29 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 2022 son las siguientes según beneficiario relevante:

Acreedor de la garantía	Sociedad que entrega garantía			Activos comprometidos			2023	2024	2025
	Razón social	Nombre abreviado	Relación	Tipo de garantía	Moneda	Total			
						M\$			
Fasten Group Imp and Exp Co Ltda.	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	44.229	44.229	-	-
Director de Vialidad	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	115.340	115.340	-	-
Director Regional de Vialidad	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	66.711	66.711	-	-
Director Regional de Vialidad Region de Aysen	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	76.858	76.858	-	-
Gobiernos Regional de Aysen	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	2.558.981	1.956.787	198.923	403.271
Gobiernos Regional de Los Lagos	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	1.417.223	924.643	-	492.580
Totales						4.279.342	3.184.568	198.923	895.851

30 Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2022, la Sociedad ha recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar principalmente cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, respectivamente por un total de M\$316.983 (M\$1.287.367 en 2021).

31 Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	1.282.099	616.724
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	43.983	1.130.605
Otros activos no financieros corrientes	CLP	468.564	291.472
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	24.797.238	12.555.412
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	37.868	32.115
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	417.043	936.973
Inventarios corrientes	CLP	3.060.168	2.809.369
Activos por impuestos corrientes, corriente	CLP	5.133.629	6.580.426
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		35.240.592	24.953.096
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	35.158.741	23.790.376
	USD	43.983	1.130.605
	UF	37.868	32.115
		35.240.592	24.953.096

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	2.793.576	-
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	1.059	1.059
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	CLP	2.876.152	1.347.570
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	UF	114.034	154.929
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	146.757	146.757
Activos biológicos no corrientes	CLP	96.024.838	92.654.789
Activos por derecho de uso	CLP	40.930	45.659
Activos por impuestos diferidos	CLP	3.826.534	873.103
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		105.823.880	95.223.866
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	105.709.846	95.068.937
	UF	114.034	154.929
		105.823.880	95.223.866

TOTAL ACTIVOS	CLP	140.868.587	118.859.313
	USD	43.983	1.130.605
	UF	151.902	187.044
		141.064.472	120.176.962

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	4.956	15.342
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	14.141	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	13.761.248	9.234.857
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	2.779.483	3.799.578
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	157	138
Otras provisiones corrientes	CLP	442.140	328.392
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	CLP	4.835	4.529
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	650.631	554.773
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	2.087.297	3.420.359
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		19.744.888	17.357.968
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	19.730.590	17.357.830
	UF	14.298	138
		19.744.888	17.357.968

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2022	31/12/2021
		M\$	M\$
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	6.917	25.801
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	11.353	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	CLP	26.742.102	2.100.000
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	7.663.740	9.318.578
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	683.816	499.952
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	30.297	29.334
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		35.138.225	11.973.665
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	35.126.872	11.973.665
	UF	11.353	-
		35.138.225	11.973.665

TOTAL PASIVOS	CLP	54.857.462	29.331.495
	UF	25.651	138
		54.883.113	29.331.633

32 Hechos Posteriores

En el período comprendido entre el 1 de enero de 2023 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no han ocurrido hechos significativos que afecten a los mismos.

Análisis Razonado
Estados Financieros – Empresa Eléctrica de Aisén S.A.
Al 31 de diciembre de 2022

I. Análisis del Estado de Situación Financiera

Estado de Situación Financiera	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	35.241	24.953	10.287	41,2%
Activos no corrientes	105.824	95.224	10.600	11,1%
Total activos	141.064	120.177	20.888	17,4%
Pasivos corrientes	19.745	17.358	2.387	13,7%
Pasivos no corrientes	35.138	11.974	23.165	193,5%
Patrimonio	86.181	90.845	(4.664)	(5,1%)
Total pasivos y patrimonio	141.064	120.177	20.888	17,4%

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2022, el Total de Activos presenta una variación positiva de MM\$20.888, equivalente a un 17,4%, explicada principalmente por un aumento de los Activos Corrientes MM\$10.288, equivalente a un 41,2% y un aumento en los Activos no Corrientes MM\$10.600, equivalente a un 11,1%, con respecto al cierre del año anterior.

Activos Corrientes:

- Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes:

Una disminución (MM \$520), originada principalmente la disminución de la recuperación de gastos relacionada a Saesa (MM\$ 1.252), compensado en parte con el aumento de los intereses en préstamos mantenidos con Eléctricas (MM\$ 262).

- Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes:

Un aumento (MM \$12.248), explicado por una mayor provisión de energía y peajes (MM\$ 10.453), compensado por una menor facturación de energía y peajes (MM\$ 706), sumado a menores diferencias a reliquidar por nuevos decretos (MM \$2.378) y a incrementos de convenios de pago por (MM\$ 758). Estos convenios, se originan principalmente a partir de la Ley N°21.423, que establece un plan de pagos para todas las deudas derivadas de la Ley

N°21.249 (deudas contraídas en el período 18 de marzo de 2020 hasta 31 de diciembre de 2021). Este plan de pago entrega a los clientes con un consumo promedio de menos de 250 kWh en 2021 y que tienen deuda al 31 de diciembre, un subsidio en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación mensual promedio del año 2021.

- Activos por impuestos corrientes, corriente:

Una disminución (MM \$ 1.447), explicado por un menor IVA por recuperar, respecto al periodo anterior.

Activos no Corrientes:

- Propiedades, planta y equipo:

Un aumento (MM\$3.370), explicado principalmente por construcciones de nuevas líneas, redes y subestaciones, destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes, compensado parcialmente por la depreciación del periodo.

- Cuentas por cobrar no corrientes:

Un aumento (MM\$1.488) debido principalmente a la diferencia generada entre el precio de distribución indexado (según lo indicado en los decretos correspondientes) y el precio actual, que está congelado desde principios de 2020 (MM\$ 1.552). Estas diferencias serán cobradas a clientes en los próximos periodos según instruya el próximo decreto tarifario que debería emitirse durante el primer semestre de 2023. Adicionalmente, hubo un aumento por convenios de pago de energía por MM\$ 384, compensado parcialmente por una disminución de la cuenta corriente de los empleados por pagos realizados (MM\$ 361).

PASIVOS

El Total de Pasivos presenta una variación positiva de MM\$25.551, explicada principalmente por un aumento en los Pasivos Corrientes MM\$2.387 equivalente a un 13,7% y un aumento en los Pasivos no Corrientes MM\$23.165, equivalente a un 193,5% respecto al cierre del año anterior.

Pasivos Corrientes:

- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar:

Un aumento (MM\$4.526), originado principalmente por pagos a proveedores pendientes que no completaron el ciclo de compras al cierre.

- Otros Pasivos No Financieros Corrientes

Una disminución (MM\$1.333), originada principalmente por la disminución de los avances en la construcción de obras FNDR (MM\$ 1.175).

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes:

Una disminución (MM\$ 1.020), debido principalmente a menores recuperaciones de gastos mantenidas con Saesa (MM\$ 1.252).

Pasivos no Corrientes:

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes:

Un aumento (MM\$24.642), debido a mayores préstamos por pagar a Inversiones Eléctricas S.A.

- Pasivos por impuestos diferidos:

Una disminución (MM\$1.654), originada principalmente por la disminución de las diferencias temporarias relacionadas a la depreciación.

PATRIMONIO

El Total de Patrimonio presenta una variación negativa de MM\$4.664, equivalente a un 5,1% respecto del año anterior, explicado principalmente por el resultado (pérdida) del periodo (MM\$4.057), compensado parcialmente por el pago del dividendo con cargo a las utilidades de 2021, neto del dividendo provisionado correspondiente (MM\$ 583).

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-22	dic-21	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	1,8	1,4	24,2%
	Razón ácida (2)	Veces	1,6	1,3	27,8%
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	0,6	0,3	97,2%
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	-3,3	295,0	(101,1%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	36,0%	59,2%	(39,2%)
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	64,0%	40,8%	56,8%
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	9.756	9.814	(0,6%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	3,3	3,8	(11,6%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	110	97	13,2%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	-4.778	4.902	(197,5%)
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	-4,6%	3,2%	(241,2%)
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	-3,1%	2,5%	(223,7%)
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	-5,1%	5,7%	(189,8%)
	Utilidad por acción (12)	\$	-107,97	77,61	(239,1%)

- (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.

Análisis del Estado de Ganancia (Pérdida)

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	44.507	31.501	13.005	41,3%
Materias primas y consumibles utilizados	(31.863)	(13.714)	(18.149)	132,3%
Margen de contribución	12.644	17.788	-5.144	(28,9%)
Gasto por beneficio a los empleados	(3.583)	(3.211)	(372)	11,6%
Otros gastos por naturaleza	(13.638)	(9.231)	(4.407)	47,7%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(211)	(446)	235	(52,7%)
Resultado bruto de explotación	-4.788	4.900	(9.688)	(197,7%)
Gasto por depreciación y amortización	(3.277)	(3.032)	(244)	8,1%
Resultado de explotación	(8.064)	1.868	(9.932)	(531,7%)
Resultado financiero	(660)	368	(1.029)	(279,2%)
Otras ganancias (pérdidas)	44	200	(155)	(77,9%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(8.680)	2.436	(11.116)	(456,3%)
Gasto por impuestos a las ganancias	4.623	480	4.142	862,2%
Ganancia (pérdida)	(4.057)	2.917	(6.974)	(239,1%)

1) Resultado de Explotación

El Resultado de explotación disminuyó respecto del mismo periodo del año anterior en MM\$9.932, lo que se explica principalmente por:

- a) Menor Margen de contribución por MM\$ 5.144 debido principalmente a:
 - Mayor margen de Distribución (MM\$ 2.030), principalmente por el aumento de las ventas de energía (MM\$ 1.072) correspondientes al sector residencial y una mayor indexación por tipo de cambio de MM\$ 524, IPC de los Estados Unidos por MM\$306 y un efecto positivo del IPC MM\$ 805. Las pérdidas del año 2022 son de MM\$ 82 a diciembre (10,2% del 2022 versus 9,4% de 2021).
 - Menores ingresos por generación en Edelaysen por MM\$ 6.237, principalmente por el aumento del uso de combustibles en la matriz de generación, acompañado del aumento sostenido en el precio del petróleo.
- b) Mayores Gastos del Personal (MM\$372), principalmente a un aumento de las indemnizaciones por años de servicio respecto al mismo periodo el año anterior (principalmente por ajuste IPC) y a una mayor orientación hacia trabajos internos,

repercutiendo en la activación del costo. En este caso la dotación promedio se mantuvo entre un periodo y otro.

- c) Mayores Otros gastos por naturaleza (MM\$4.406), asociado principalmente a mayores egresos por servicios compartidos (MM\$ 1.310) por mayores desembolsos en servicios prestados por relacionadas, mayores gastos por Operación y mantención sistema eléctrico (MM\$ 2.347) y un aumento de los egresos por administración (MM\$ 626).
- d) Mayores gastos por depreciación (MM\$244) relacionados con el aumento de inversiones para hacer frente a requerimientos de mejoras (Norma técnica) y ampliaciones de la red.

2) Resultado Financiero

El Resultado financiero tuvo una variación negativa de MM\$1.029 con respecto al mismo periodo del año anterior, principalmente por mayores costos financieros, por mayores préstamos con empresas relacionadas MM\$ 1.425 compensado con una utilidad por resultado de unidades de reajuste (MM\$359), explicado principalmente por la actualización de las deudas en UF por una mayor variación de IPC en el periodo ene-dic 2022 respecto de al mismo periodo del 2021 (12,6% en 2022 versus 6,6%, respectivamente).

3) Gasto por impuesto a las ganancias

Variación positiva por MM\$4.142, debido principalmente a las diferencias permanentes originadas por la alta corrección monetaria del año, que impacta en la revaluación de cuentas patrimoniales tributarias y que generan deducciones en la renta disminuyendo el impuesto a pagar.

4) Resultado del periodo

La Sociedad obtuvo pérdidas por MM\$4.057, lo que implicó un aumento de MM\$6.974 respecto al mismo periodo del año anterior.

Análisis del Estado de Flujos de Efectivos Directos

Flujo de Efectivo	dic-22 MM\$	dic-21 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	(11.709)	5.768	(17.477)	(303,0%)
de la Inversión	(10.834)	(5.420)	(5.414)	99,9%
de Financiación	21.992	511	21.481	4203,4%
Flujo neto del período	(551)	860	(1.411)	(164,2%)
Variación en la tasa de cambio	130	30	100	327,7%
Incremento (disminución)	(421)	890	(1.311)	(147,3%)
Saldo Inicial	1.747	858	889	103,7%
Saldo Final	1.326	1.748	(422)	(24,1%)

El saldo de Efectivo y equivalentes del efectivo al final del periodo alcanzó MM\$1.326, siendo MM\$422 menor al mismo periodo del año anterior.

La disminución del flujo neto respecto al mismo periodo del año anterior se explica principalmente por:

- 1) Flujo negativo (variación negativa) de efectivo en Actividades de operación, principalmente por un mayor volumen de pagos a proveedores (MM\$ 22.663), compensado parcialmente por una mayor recaudación por venta de bienes y prestación de servicios por MM\$ 2.395, sumado a una recuperación de impuestos por MM\$ 2.364.
- 2) Mayor flujo negativo (variación negativa) debido a menores flujos provenientes de entidades relacionadas (MM\$ 15.066), compensado en parte por un menor volumen de inversión (MM\$ 8.784).
- 3) Mayor flujo positivo (variación positiva) de efectivo en Actividades de financiamiento, principalmente por mayores préstamos netos de entidades relacionadas (MM\$ 22.542), compensado con mayores pagos en intereses de préstamos obtenidos de entidades financieras.

Mercados en que Participa

La Sociedad distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, especialmente en el área comprendida entre las provincias de Concepción, en la VIII Región, y la provincia de Cautín, en

la IX Región. Frontel opera, principalmente, en los sectores rurales de la Región del Bío Bío y la Región de la Araucanía.

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa aproximadamente el 95% de los ingresos brutos, según se muestra en la Nota N°23 de los Estados Financieros (el número de clientes y las ventas de energía de esta línea se detallan a continuación):

Cantidad de clientes

Tipo Cliente	dic-22	dic-21	Diferencia	Variación
Residencial	47.174	44.094	3.080	7,0%
Comercial	4.129	3.993	136	3,4%
Industrial	174	144	30	20,8%
Otros	2.388	3.809	(1.421)	(37,3%)
Total	53.865	52.040	1.825	3,5%

Ventas de Energía facturadas (12 meses, MWh)

Tipo Cliente	dic-22	dic-21	Diferencia	Variación
Residencial	533.557	515.512	18.044	3,5%
Comercial	274.586	254.424	20.162	7,9%
Industrial	205.148	213.725	(8.577)	(4,0%)
Otros	189.761	140.859	48.902	34,7%
Total	1.203.052	1.124.521	78.531	7,0%

II. Principales Riesgos

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

1) 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 tarifcados. 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 y comercialización en el mercado

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

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

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

Actualmente la relacionada Sagesa S.A. vende parte de su energía a la filial SGA quien vende su energía a clientes libres (no sometidos a regulación de precios) bajo contratos que tienen cuatro años de vigencia. La energía vendida por SGA proviene, además de la comprada a Sagesa S.A., de otros generadores del sistema con quienes mantiene contratos de compraventa.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente a valor nuevo de reemplazo en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio para las empresas operadoras 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. En mayo 2022, se presentó a CNE el estudio del consultor, que será la base en la fijación de tarifas de los sistemas de Cochamó, Hornopirén, Palena, Puerto Cisnes, Aysén y General Carrera. A junio 2022, CNE se encuentra elaborando su informe técnico preliminar, el cual se espera se publique en marzo 2023.

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. A la fecha, se encuentra en curso un nuevo proceso de revisión de la Norma Técnica de Distribución. Se espera que el segundo trimestre del año 2023 se publique esta actualización.

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 permanecen constantes hasta 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. En mayo de 2022 el consultor hizo entrega de su informe final, el que será la base para la elaboración del informe técnico de CNE. El 23 de diciembre de 2022 CNE publicó su informe técnico. Las empresas, en caso de tener diferencias con la CNE, pueden presentarlas al Panel de Expertos el 19 de enero de 2023, quien debe dictaminar a mediados de marzo. Se espera que el decreto se publique dentro del segundo semestre de 2023 con efecto retroactivo al 4 de noviembre de 2020.

Adicionalmente, en mayo de 2022 se dio inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución, período 2024–2027, con la publicación de las áreas típicas de distribución. La empresa SAESA fue definida como referencia en el área típica 4, Frontel en el área típica 5 y Edelaysen en el área típica 6. Se espera que en enero de 2023 se publiquen las bases técnicas recogiendo las observaciones de las empresas, quienes pueden insistir en el Panel de Expertos.

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. Durante el segundo semestre de 2021, la Sociedad traspasó bienes inmuebles e inventarios de sus negocios complementarios a empresas relacionadas al grupo, para dar cumplimiento a la ley de giro exclusivo.

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. A junio 2022, se está a la espera de la presentación de ofertas.

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.

A fines de septiembre de 2022 se conoció la insolvencia del suministrador María Elena Solar y luego de Cabo leones II. Los compromisos de este suministrador serán abastecidos por los restantes contratos regulados.

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.

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 prorrato 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.

El 23 de junio se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprueba el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto de 2022.