



Memoria

 grupo
saesa®

anual

2025

Inversiones
Eléctricas
del Sur S.A.

CARTA A LOS ACCIONISTAS Y GRUPOS DE INTERÉS



Estimados señores accionistas,

Esperamos que este documento les permita conocer más sobre nuestra empresa, sus iniciativas, su calidad humana y el incansable compromiso con el desarrollo energético de nuestro país y con mejorar la calidad de vida de las personas.

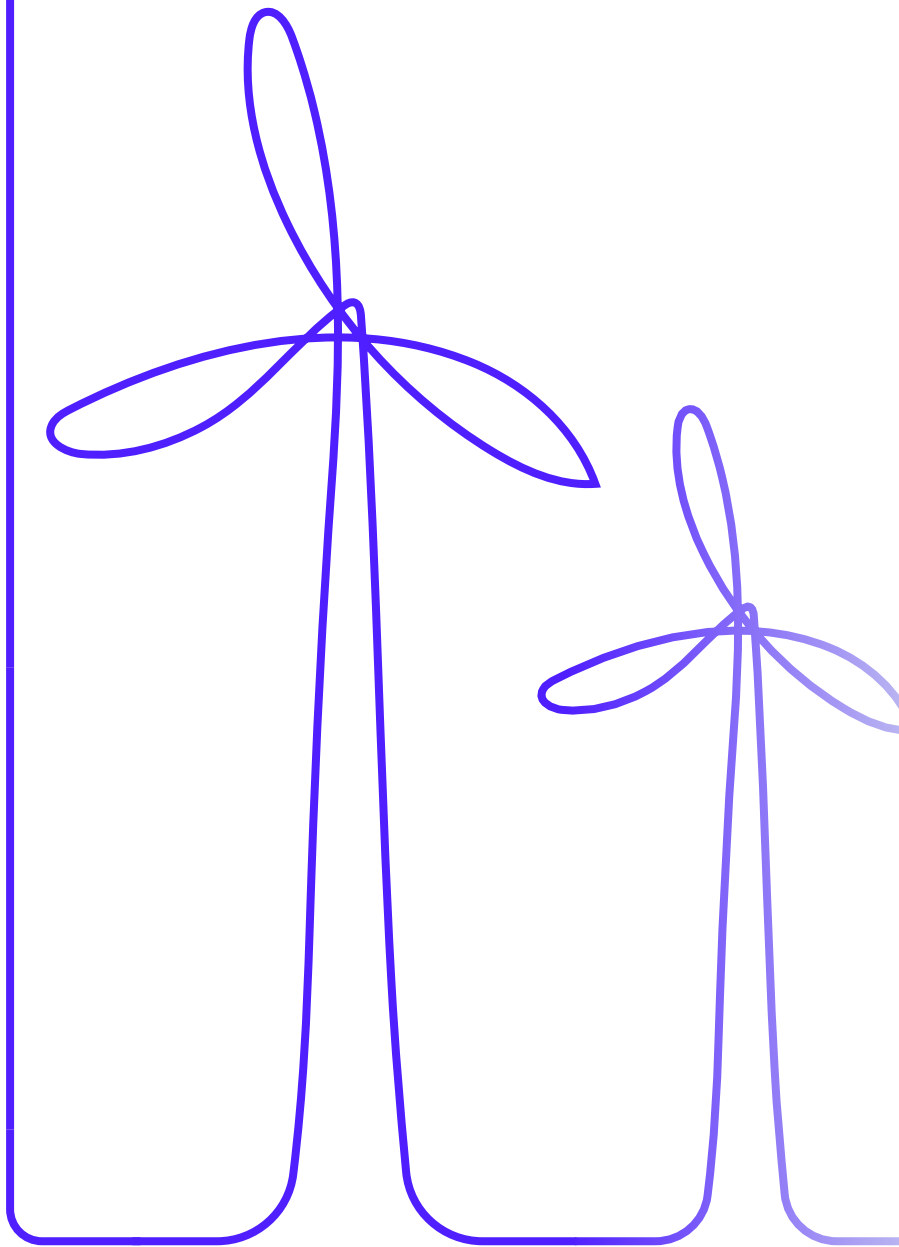
Sin dudas, 2025 fue un año de importantes desafíos. El entorno en el que nos desenvolvimos estuvo marcado por un nivel de contingencias y complejidades superior a lo previsto, lo que puso a prueba, una vez más, la capacidad de nuestra organización para adaptarse y responder de manera oportuna. Con todo, logramos cerrar el ejercicio con resultados globalmente positivos, reflejo de una gestión sólida y del compromiso permanente de nuestros equipos.

Uno de los elementos más relevantes del período fue el cambio observado en el comportamiento del consumo eléctrico. Por primera vez, se registró una disminución en las ventas de energía, explicada principalmente por los ajustes tarifarios aplicados y por el proceso de normalización de pagos en el sector.

Este escenario, que representa un desafío para la industria, refuerza la importancia de continuar avanzando en eficiencia, anticipación y desarrollo de nuevas oportunidades.

A pesar de este contexto, las compañías que conforman el Grupo Saesa continuaron avanzando en su proceso de crecimiento y consolidación dentro de la industria eléctrica nacional. Durante el año, se registraron avances relevantes en la incorporación de nuevos activos y en la adjudicación de proyectos, que fortalecen nuestro plan de inversiones y nuestra proyección de largo plazo. Asimismo, a través de Saesa Innova, seguimos impulsando el desarrollo de negocios no regulados, los que mostraron un desempeño superior a lo esperado, incluso en un entorno desafiante.

El servicio que prestamos es esencial para la vida y desarrollo de nuestros clientes, y es por ello que mantener altos estándares de calidad continúa siendo una prioridad fundamental. En este ámbito, 2025 marca un hito relevante, alcanzando el mejor desempeño operacional de nuestra historia, sin comunas fuera de estándar, lo que da cuenta del trabajo sistemático realizado en los últimos años para fortalecer nuestras capacidades operativas.





Enfrentamos además eventos de alta complejidad, como el inusual tornado en Puerto Varas, donde la rápida activación de nuestros equipos, reforzados con brigadas de otras zonas, permitió reponer el suministro en un par de horas. Este despliegue no solo reflejó nuestras capacidades operativas, sino también el compromiso y vocación de servicio de nuestros colaboradores, siendo ampliamente reconocido por la comunidad y las autoridades.

En el segmento de transmisión, los resultados también fueron sobresalientes, destacando la exitosa integración de STM al Grupo Saesa, proceso que se llevó adelante sin impactos en la continuidad operacional y que permitió capturar importantes sinergias. Estos avances reflejan el foco que hemos puesto en la excelencia operacional y en la mejora continua de nuestros procesos.

Luego de varios años impulsando una estrategia centrada en el cliente, durante 2025 logramos avances significativos en esta materia, posicionándonos entre los referentes de la industria en experiencia de cliente.

No obstante, somos conscientes de que aún existe una brecha relevante en los niveles de satisfacción, y que una proporción importante de nuestros clientes todavía no percibe plenamente los avances realizados. Este es, sin duda, uno de los principales desafíos hacia adelante, y nos exige redoblar nuestros esfuerzos para entregar una experiencia consistente, cercana y de excelencia en todos los puntos de contacto.

Nada de lo anterior sería posible sin el compromiso de nuestras personas. Durante el año, nuestros equipos demostraron, una vez más, una gran capacidad de respuesta frente a situaciones complejas, destacando especialmente su colaboración y vocación de servicio.

En este contexto, nos llena de orgullo haber sido reconocidos como la tercera mejor empresa para trabajar en Chile, de acuerdo con el ranking Great Place to Work, distinción que refleja el alto nivel de compromiso, confianza y sentido de pertenencia que caracteriza a nuestra organización, y que reafirma que nuestro principal activo sigue siendo nuestra gente.

Al mismo tiempo, sabemos que el desafío en materia de seguridad sigue siendo prioritario y permanente. Continuaremos fortaleciendo nuestras prácticas, cultura y estándares, con el objetivo de avanzar decididamente hacia una operación cada vez más segura para todos quienes forman parte de nuestra Compañía. En línea con nuestros valores, durante el año fuimos nuevamente reconocidos por nuestro compromiso con la integridad, reflejo de una cultura organizacional sólida, basada en principios éticos que guían permanentemente nuestro actuar.



Nos encontramos, además, en un contexto donde la transformación tecnológica juega un rol clave en el desarrollo del negocio. En este ámbito, avanzamos de manera consistente en la implementación de nuestro plan de tecnologías de la información y ciberseguridad, habilitando transformaciones relevantes para la operación futura de la Compañía.

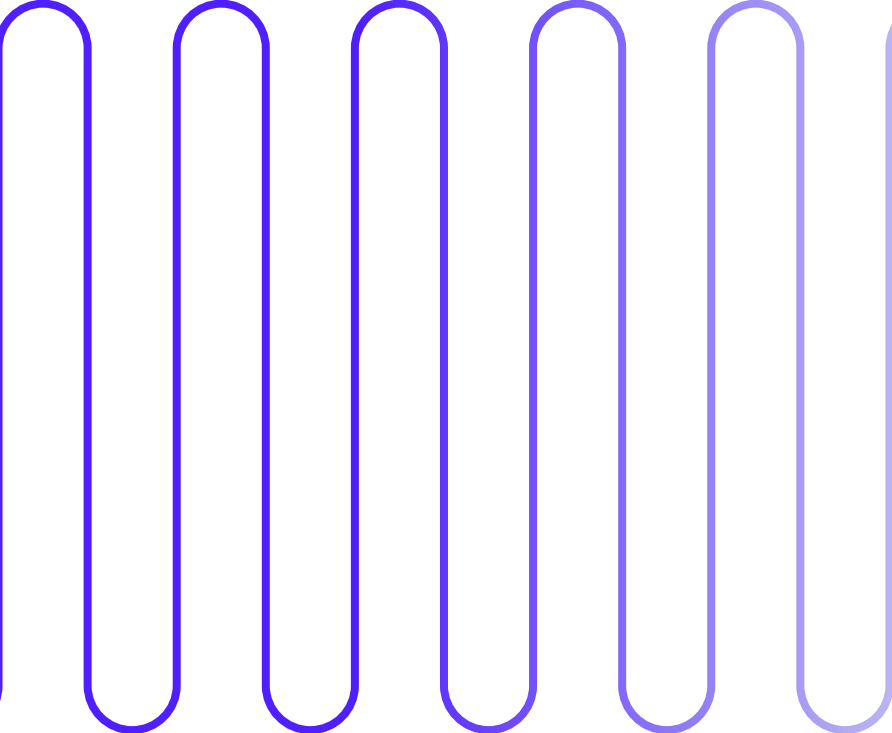
Desde el punto de vista financiero, mantuvimos una gestión prudente y disciplinada, cumpliendo adecuadamente nuestros compromisos y fortaleciendo nuestra estructura de financiamiento, lo que nos permite enfrentar con solidez los desafíos futuros.

Mirando hacia adelante, enfrentamos un escenario que exigirá lo mejor de nosotros. Los cambios en la industria, el proceso tarifario en curso, las exigencias derivadas del cambio climático y la aceleración tecnológica nos desafían a seguir evolucionando, manteniendo siempre el foco en nuestros clientes, en la calidad del servicio y en el desarrollo sostenible.

Finalmente, queremos agradecer a nuestros colaboradores y sus familias. Su compromiso, dedicación y vocación de servicio son el motor que impulsa el crecimiento de nuestra Compañía y nos permiten enfrentar con confianza los desafíos del futuro.

Junto a ellos, seguiremos trabajando día a día para aportar al desarrollo del país y a la transición energética que Chile requiere.

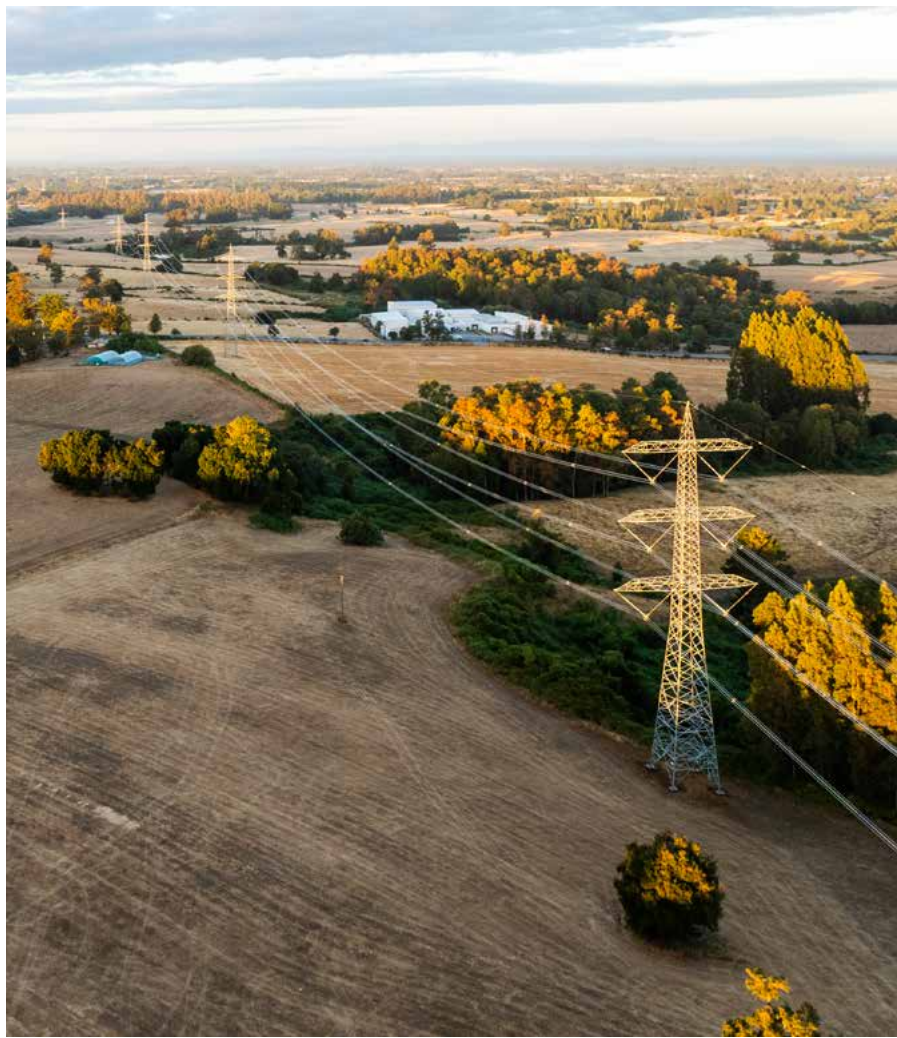
SR. IVÁN DÍAZ-MOLINA
Presidente del Directorio





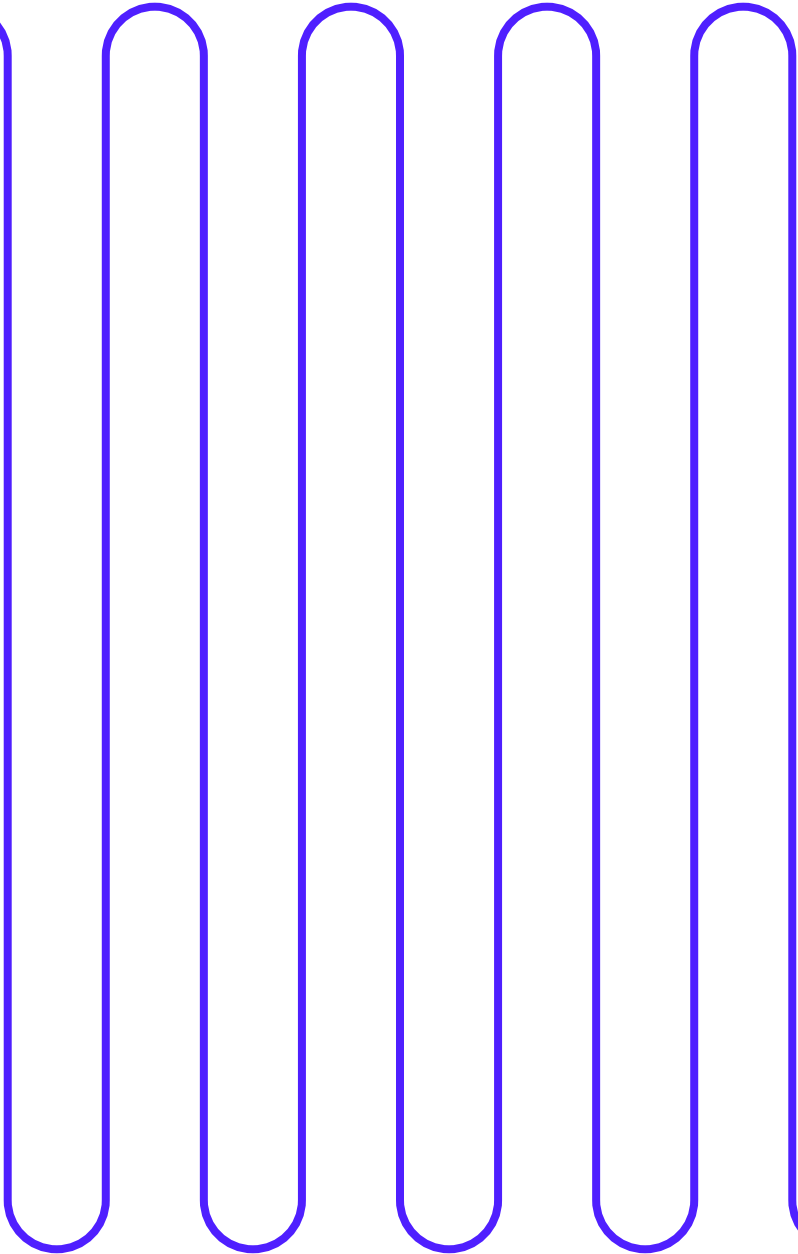
PRESENTACIÓN MEMORIA ANUAL

La Memoria Anual Integrada de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. está preparada de acuerdo con la Norma de Carácter General N°519 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (en adelante “CMF”), la que se complementa con los Estados Financieros preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF/NIC.



Para la elaboración de información cuantitativa de sostenibilidad, la Compañía aplica las disposiciones de los Estándares SASB Sustainability Accounting Standards Board’s, Sustainable Industry Classification System® (SICS®), IFEU Electric Utilities & Power Generators, en línea con lo requerido por la NCG N°519 de la CMF. El alcance de la información cubre la operación, tal como se señala en los de los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2025.

En la presente Memoria Anual Integrada 2025, cuando se refiera a Inversiones Eléctricas del Sur S.A., entidad informante se usará indistintamente la Compañía, la Empresa o la Sociedad, y se referirá a la Memoria Anual Integrada, Memoria o Reporte para hacer referencia a la Memoria Anual que establece la Ley N°18.464 de Sociedades Anónimas.



IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD



Razón Social
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.



Nombre de Fantasía
Eléctricas del Sur



Rol Único Tributario
76.022.072-8



Domicilio Legal y Comercial
Avenida Apoquindo 3885, Piso 8, Las Condes,
Santiago



Fonos
56 2 2414 7010
56 2 2414 7500
56 2 2414 4709



Tipo de Entidad
Sociedad Anónima Cerrada



Duración
Indefinida



Correo Electrónico de Contacto
infoinversionistas@saesa.cl



Contacto para la Memoria
Sitio Web: www.gruposaesa.cl
Fono Atención Inversionistas:
56 2 2414 7500



ÍNDICE DE CONTENIDOS

1

LA COMPAÑÍA EN UNA MIRADA

- Acerca de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. 007
- Reseña Histórica 009
- Acerca de Inversiones Eléctricas del Sur en una Mirada 011
- Modelo de Creación de Valor 017

2

GOBIERNO CORPORATIVO Y COMPLIANCE

- Estructura de Gobierno Corporativo 019
- Accionistas 022
- Directorio 024
- Ejecutivos Principales 031
- Compliance del Grupo Saesa 035
- Gestión de Riesgos 042

3

ESTRATEGIA Y NEGOCIOS

- Estrategia de la Compañía 051
- Información del Sector 053
- Negocios de la Compañía 054
- Otros Negocios 070
- Líderes en Innovación y Ciberseguridad 072
- Foco en el Cliente 078
- Resultados Financieros 081
- Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico 082

4

EQUIPO Y CULTURA

- Integración de la Cultura en la Estrategia 092
- Dotación 094
- Diversidad, Equidad e Inclusión (DEI) 094
- Desarrollo y Formación del Personal 100
- Calidad de Vida 102
- Relaciones Laborales 108
- Salud y Seguridad Laboral 109

5

VINCULACIÓN CON OTROS GRUPOS DE INTERÉS

- Estrategia de Sostenibilidad 114
- Cómo Cuidamos el Medio Ambiente 122
- Iniciativas para la Reducción de Emisiones GEI 123
- Gestión Medioambiental 126
- Biodiversidad 128
- Relación con Comunidades y el Entorno 129
- Gestión de Proveedores y Contratistas 133
- Relación con las Partes Interesadas y Público en General 135
- Relación con Inversionistas, Bonistas y Clasificadoras de Riesgo 137
- Afiliación a Gremios, Asociaciones u Organizaciones 138

OTRA INFORMACIÓN CORPORATIVA

- Documentos Constitutivos y Objeto Social 140
- Política de Dividendos, Estadísticas de la Acción y Otros Valores 140
- Factores de Riesgo 142
- Sanciones Ejecutoriadas 150
- Hechos Relevantes o Esenciales 151
- Subsidiarias y Asociadas 152
- Propiedades e Instalaciones, Marcas y Concesiones 170

6

7

MÉTRICAS

- Gobernanza 172
- Personas 173
- Salud y Seguridad 181
- Proveedores 184

8

ANEXOS

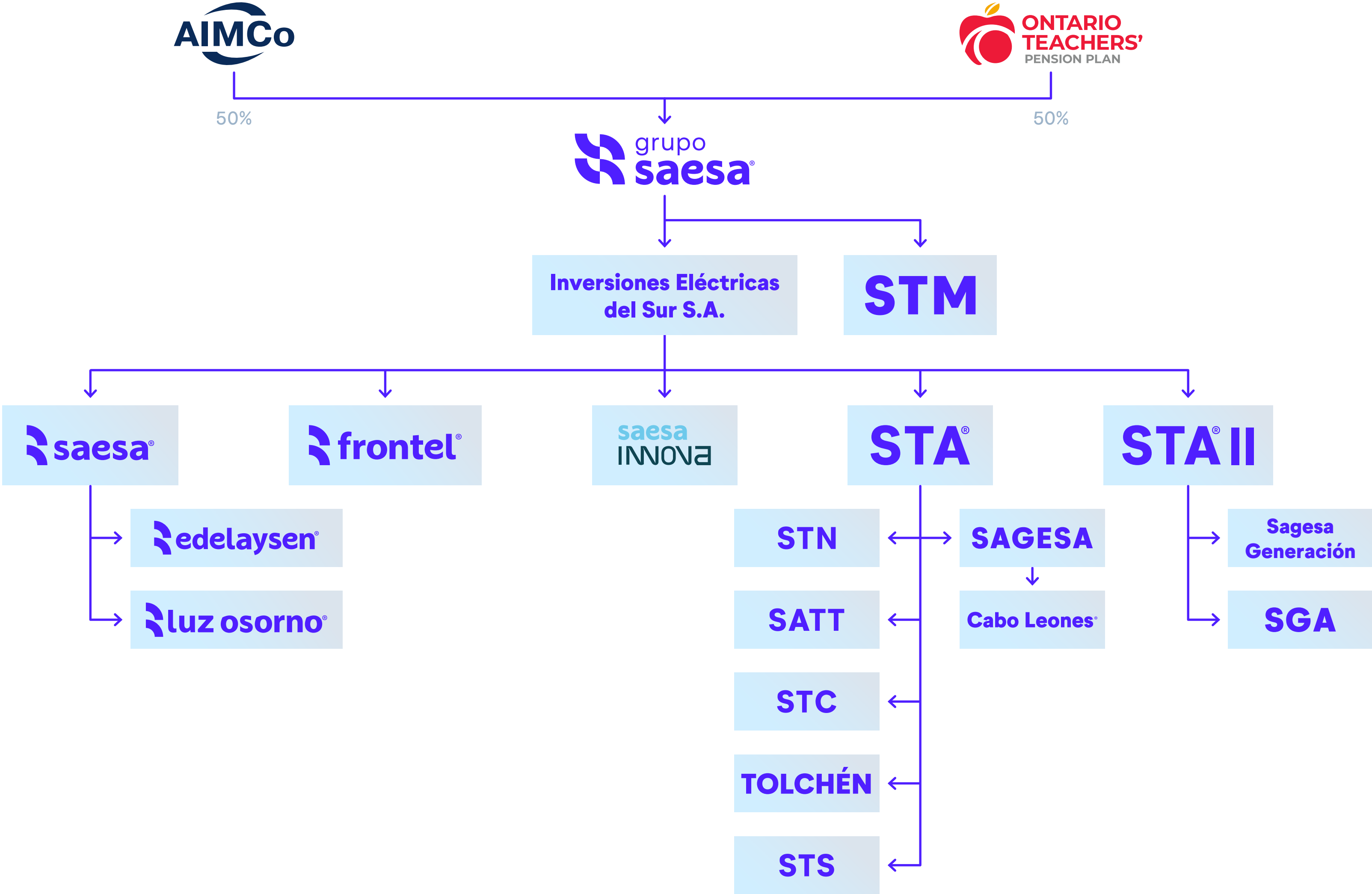
- Materialidad 186
- Indicadores de Sostenibilidad 188
- Índice NCG 519 192
- Declaración de Responsabilidad 198
- Información Financiera 199

LA COMPAÑÍA EN UNA MIRADA

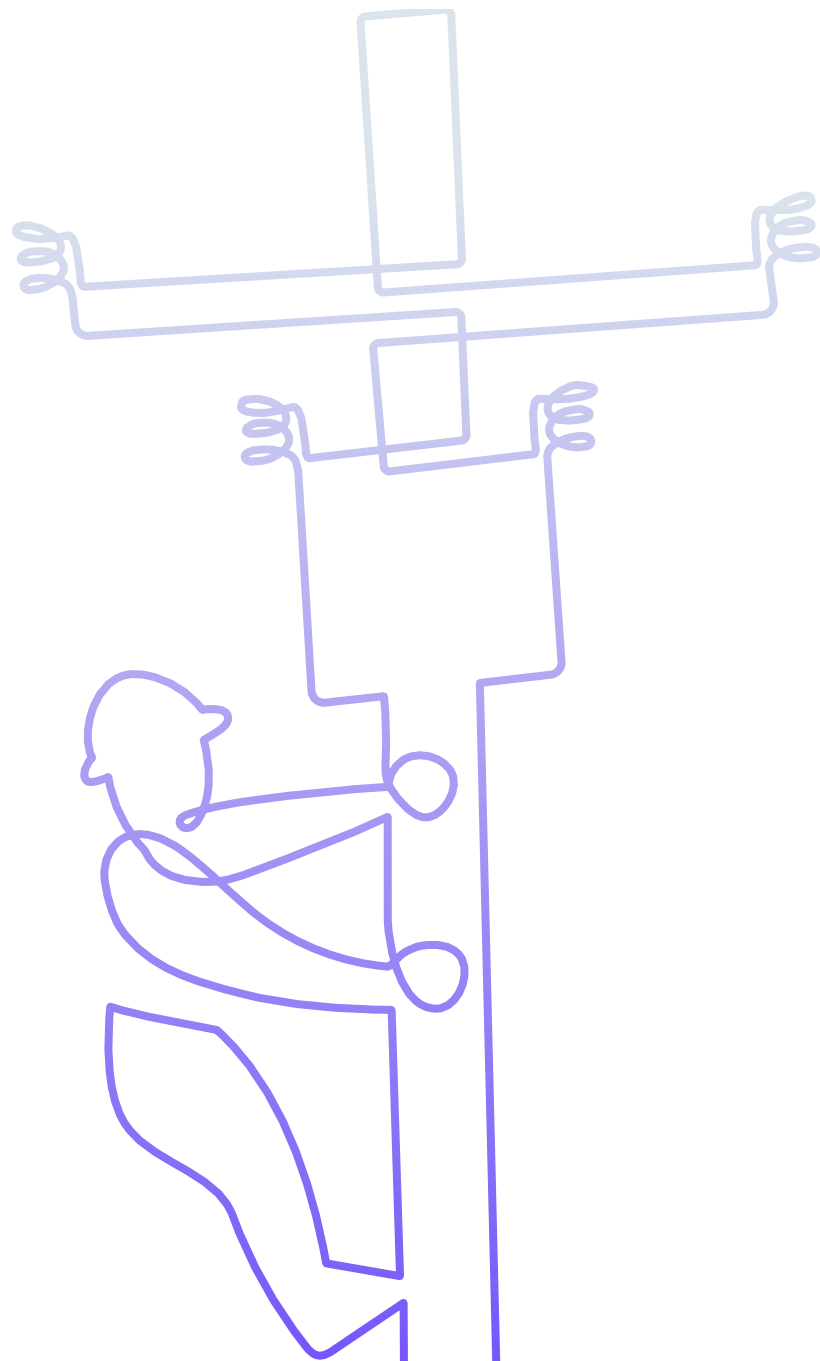
- 007** Acerca de Inversiones Eléctricas del Sur S.A.
- 009** Reseña histórica
- 011** Inversiones Eléctricas del Sur en una Mirada
- 017** Modelo de Creación de Valor

ACERCA DE INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.

Inversiones Eléctricas del Sur S.A. es una sociedad anónima cerrada, controlada por Inversiones Grupo Saesa Limitada, vehículo a través del cual los fondos canadienses de inversión: Ontario Teachers' Pension Plan Board y Alberta Investment Management Corp. controlan las sociedades que integran el Grupo Saesa, que está organizado bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, que permite a las empresas operativas mantener su presencia y cercanía con los clientes en las distintas zonas de concesión y facilitar la generación de nuevas alternativas de negocios dentro del giro eléctrico. A continuación, se detallan las compañías que forman parte de Grupo Saesa.



A continuación, se indican filiales de la Sociedad y su línea de negocios, indicando si se encuentran inscritas en la CMF y si detentan la calidad de filial directa (D) o indirecta (I).



DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (Saesa), inscrita en el registro de Valores de la CMF	D
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (Frontel), inscrita en el Registro de Valores de la CMF	D
Compañía Eléctrica Osorno S.A. (Luz Osorno), inscrita en el Registro Especial de Entidades Informantes de la CMF (REEI)	I
Compañía Eléctrica de Aysén S.A. (Edelaysen), inscrita en el REEI	I
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	D
Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN)	I
Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC)	I
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS), inscrita en el Registro de Valores de la CMF	I
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT), inscrita en el REEI	I
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. (Cabo Leones)	I
SAGESA S.A.	I
Tolchén Transmisión S.A. (Tolchén)	I
NEGOCIOS NO REGULADOS	
STA II S.A. (STA II)	D
Saesa Innova Soluciones SpA (Saesa Innova)	I
SAGESA Generación S.A.	I
Sociedad Generadora Austral S.A.	I

RESEÑA HISTÓRICA

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.



Inicia sus operaciones Sociedad Austral de Electricidad S.A., suministrando energía a Lebu, Arauco, Carampangue y posteriormente a Puerto Montt, Osorno y Valdivia.

1926



Endesa transforma a Frontel en una sociedad anónima, quedándose con el 83,7% de participación.

1957



1946
Corfo y Endesa ingresan como accionistas mayoritarios de Saesa. Frontel inicia sus actividades de distribución eléctrica, entregando suministro a las provincias de Concepción, Ñuble, Arauco, BioBío, Malleco y Cautín.

1980
Copec se convierte en accionista mayoritario de Saesa y Frontel, y en 1981, se crea Edelayesen como filial de Endesa.

Saesa compra a Copec el 70% de las acciones de Frontel, convirtiéndose ésta en filial de Saesa y en 1986, Corfo, Edelayesen y Endesa empiezan la construcción de minicentrales hidroeléctricas y líneas de transmisión.

1982

En los años 1988 y 1989, Corfo traspasa sus instalaciones a Edelayesen, transformándose en accionista mayoritario, y Saesa y Frontel comienzan sus actividades de transmisión.

1988

1994
Entre los años 1994 y 1996, Saesa y Transelec se asocian creando STS, con una participación accionaria del 60% y 40%, respectivamente. En el año 1996, Saesa adquiere a Transelec el 39,9% de las acciones de STS, quedando con el 99,9% de la propiedad. El 0,1% restante es adquirido por Frontel.

1998
Entre 1998 y 1999, Saesa se adjudica el 90,11% de las acciones de Edelayesen extendiendo sus actividades a 1.500 km., entre las regiones VIII y XI, además Saesa y Frontel adquieren Creo Ltda. En 2000, Saesa y STS modifican las instalaciones de transmisión que abastecen a la Isla de Chiloé, además Saesa adquiere el 1,56% de las acciones de Edelayesen que pertenecían a Corfo, aumentando así su participación al 91,67%. En 2001, Copec vende a PSEG Chile Holding S.A., su participación en Saesa y Frontel. Comienza a operar Alto Baguales, la primera central eólica. En 2002, se constituye SGA.



2008

Ontario Teachers' Pension Plan y Morgan Stanley Investment Funds adquieren la totalidad del Grupo Saesa y en 2011, el Fondo de Inversión canadiense Alberta Investment Management Corporation adquirió el 50% de la propiedad que estaba en manos de Morgan Stanley.

Un consorcio conformado por Saesa en conjunto con Chilquinta (este último no perteneciente al grupo empresarial), constituyen la Sociedad Eletrans S.A. para el desarrollo de proyectos de transmisión troncal (hoy nacional) que le fueron adjudicados. Posteriormente, se constituyen Eletrans II S.A. y Eletrans III S.A., para el desarrollo de proyectos adicionales.

2012



2014

Se constituyó STN, posicionándose en el norte del país.

2015

Se constituyó SATT, empresa dedicada al desarrollo de proyectos de transmisión nacional.



Sagesa, empresa filial del Grupo, adquiere la sociedad Cabo Leones, titular del proyecto adicional “Línea de Transmisión Cabo Leones Maitencillo 2x220 kV de 110 km. Además, Sociedad Austral de Transmisión Troncal (SATT), adquiere la Sub-Estación San Andrés.

2016

Las sociedades Saesa y Frontel se dividen separando los activos de transmisión para dar cumplimiento a la ley de giro exclusivo de distribución de energía eléctrica y las sociedades resultantes de dicha división se fusionaron con la transmisora Sistema de Transmisión del Sur S.A.

Saesa vende su participación en las sociedades Eletrans S.A., Eletrans II S.A., y Eletrans III S.A. a Chilquinta.

2020

STA colocó en los mercados internacionales bonos por un monto total de US\$390.000.000. Parte de los fondos provenientes de esta colocación serán destinados por STA a financiar gastos de capital relacionados con sus proyectos de transmisión calificados como “Proyectos Verdes” en base a un Acuerdo Marco de Financiamiento Verde a la que se sometió voluntariamente STA.

2022



2024

En agosto se registra histórico frente de mal tiempo en gran parte del país generando diversos daños en la infraestructura eléctrica del país. Tras un trabajo arduo, las empresas distribuidoras del Grupo Saesa logran recuperar el suministro en un 100%.



En septiembre de 2025, se concretó el cierre de la filial Saesa Gestión y Logística como parte de un proceso de reorganización estratégica por parte de la matriz.

En enero de 2025, la filial Empresa Eléctrica de la Frontera realizó una exitosa colocación de bonos en el mercado local por un monto de UF2.000.000.

2025

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR EN UNA MIRADA



Controladores con una sólida posición financiera, reputación y trayectoria

AA-
Tendencia: Estable
Feller Rate

AA-
Tendencia: Estable
ICR Chile

Robusta posición financiera



G R E S B

91 pts.
Compromiso con la divulgación transparente y la sostenibilidad

RECONOCIMIENTOS:



Grupo Saesa ha sido distinguido en diversos ámbitos durante 2025. En integridad, obtuvimos por sexto año consecutivo el Reconocimiento al Compromiso con la Integridad, otorgado por la Fundación Generación Empresarial, además de ser nuevamente premiados en las categorías de Trayectoria y Regional, que destacan el actuar ético al interior de las compañías.



En el ámbito laboral, obtuvimos el 3° lugar en el ranking de Great Place to Work Chile 2025, logrando estar dentro de las cinco mejores empresas del país por séptimo año consecutivo. Asimismo, nos posicionamos en el 10° lugar del Ranking GPTW Chile en la categoría Mejores Lugares para Trabajar Mujeres, consolidando nuestro compromiso con la equidad y el bienestar laboral.



En nuestro debut en el ranking GPTW “Gestión Sostenible” 2025, fuimos reconocidos entre las 15 empresas más destacadas a nivel nacional.



En sostenibilidad, alcanzamos un puntaje histórico de **91/100** en el Global Real Estate Sustainability Benchmark (GRESB), consolidando nuestro liderazgo en responsabilidad social y ambiental, además de implementar más de 50 iniciativas en el Plan de Emergencias Climáticas (PEC).

En gestión de riesgos, logramos la Certificación ISO/IEC 27001 para nuestro Sistema de Gestión de Seguridad de la Información, alcanzamos un nivel de madurez avanzado con **4,6 de 5 puntos** en el modelo EY, y certificamos a nuestro equipo en ISO 31000 (Manager Risk).

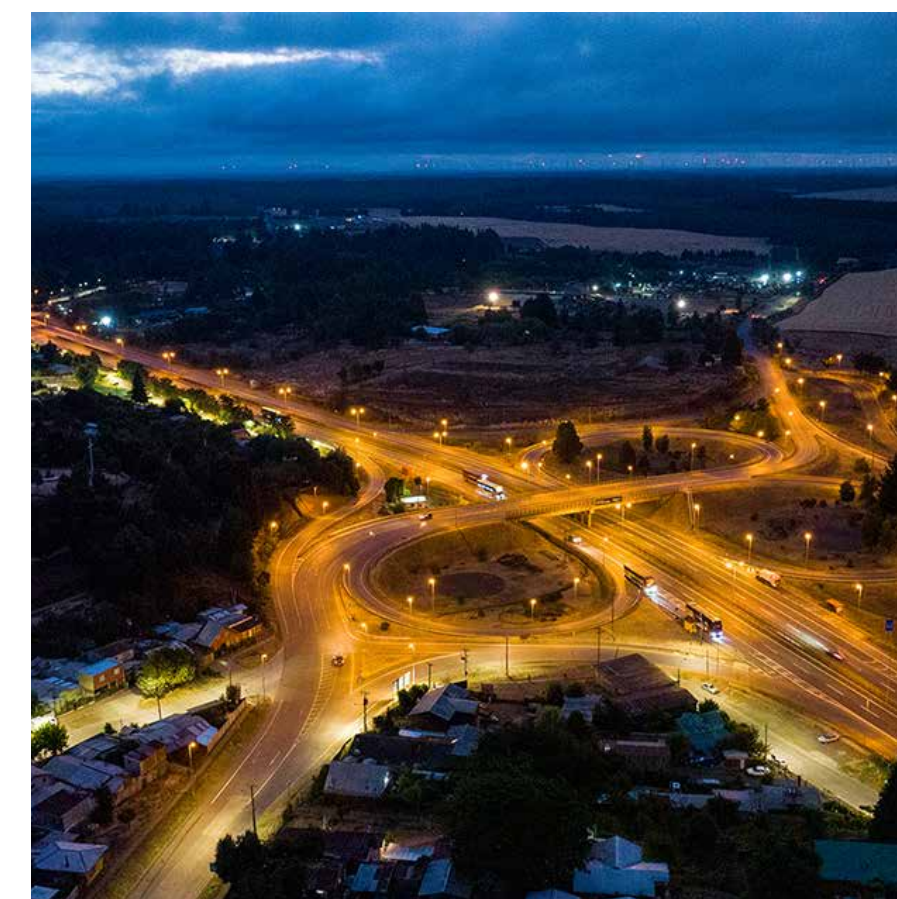
A esto se suman 45 jornadas de capacitación, equivalentes a cerca de 10.000 horas de formación, que fortalecen nuestra cultura preventiva y de seguridad.



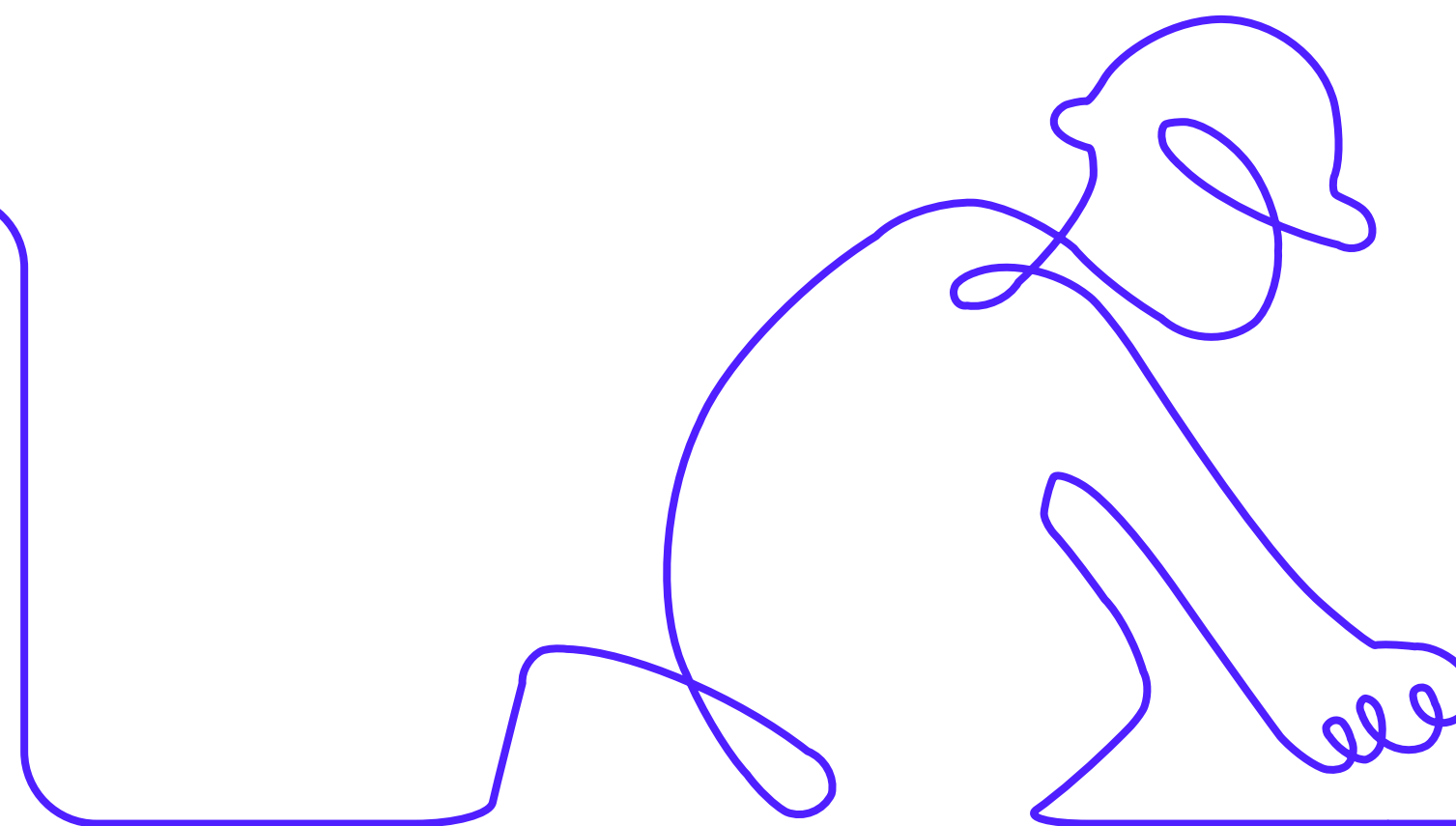
Respecto a nuestra gente, los resultados de la Encuesta de Clima Organizacional (ECO) reflejaron un 82% de satisfacción en contratistas y un 89% en colaboradores internos, cifra que representa un aumento respecto al año anterior.



Finalmente, en relación con nuestros clientes, obtuvimos el Segundo Lugar en la categoría “Mejor Estrategia en Experiencia de Clientes”, otorgado por la Asociación DEC Chile, reconocimiento que valida nuestro esfuerzo por entregar un servicio cercano, confiable y de excelencia.



2° Lugar en el Ranking Most Innovative Companies 2025 en la categoría Utilities (Chile).



COMPROMISO ESTRATÉGICO
CON LA SOSTENIBILIDAD



+113.000
personas

beneficiarios de programas sociales durante el año 2025, impactando a 6 regiones del país.



500.000
clientes

reciben boletas digitales, reduciendo el uso de papel.



812 ha

reforestadas en los últimos 10 años por el Grupo Saesa en cumplimiento con planes de manejo y compromiso ambiental.



656 t

de material reciclado en alianza con empresas especializadas.



4500 postes

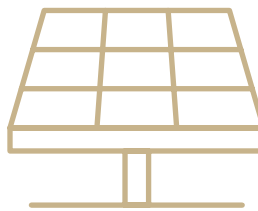
de hormigón triturados y reciclados para ser reutilizados como base de caminos y asentamiento de nuevos postes.

NUEVAS SOLUCIONES ENERGÉTICAS,
INNOVACIÓN Y EFICIENCIA SOSTENIBLE



18 MW

de nueva capacidad instalada a través de 15 proyectos que incluyen fotovoltaica, netbilling y almacenamiento BESS.



4000 kW

aprox. en generación solar local Proyectos Fovotvoltaicos: Implementación de plantas solares en Cerro Sombrero (2.980 kW) y Chile Chico (1.000 kW con BESS de 4 horas de autonomía).



50%

de reducción en consumo de combustibles fósiles en zonas aisladas gracias a la ampliación del Parque Eólico Alto Baguales.



Transformación de Matriz: Avance en el proyecto de Central Simpson, sustituyendo generación diésel por GLP para reducir el impacto ambiental en la generación térmica.



Almacenamiento (BESS): Desarrollo de proyectos de baterías en Hornopirén y Cochamó para optimizar el despacho térmico y reducir el consumo de combustible.



MISIÓN

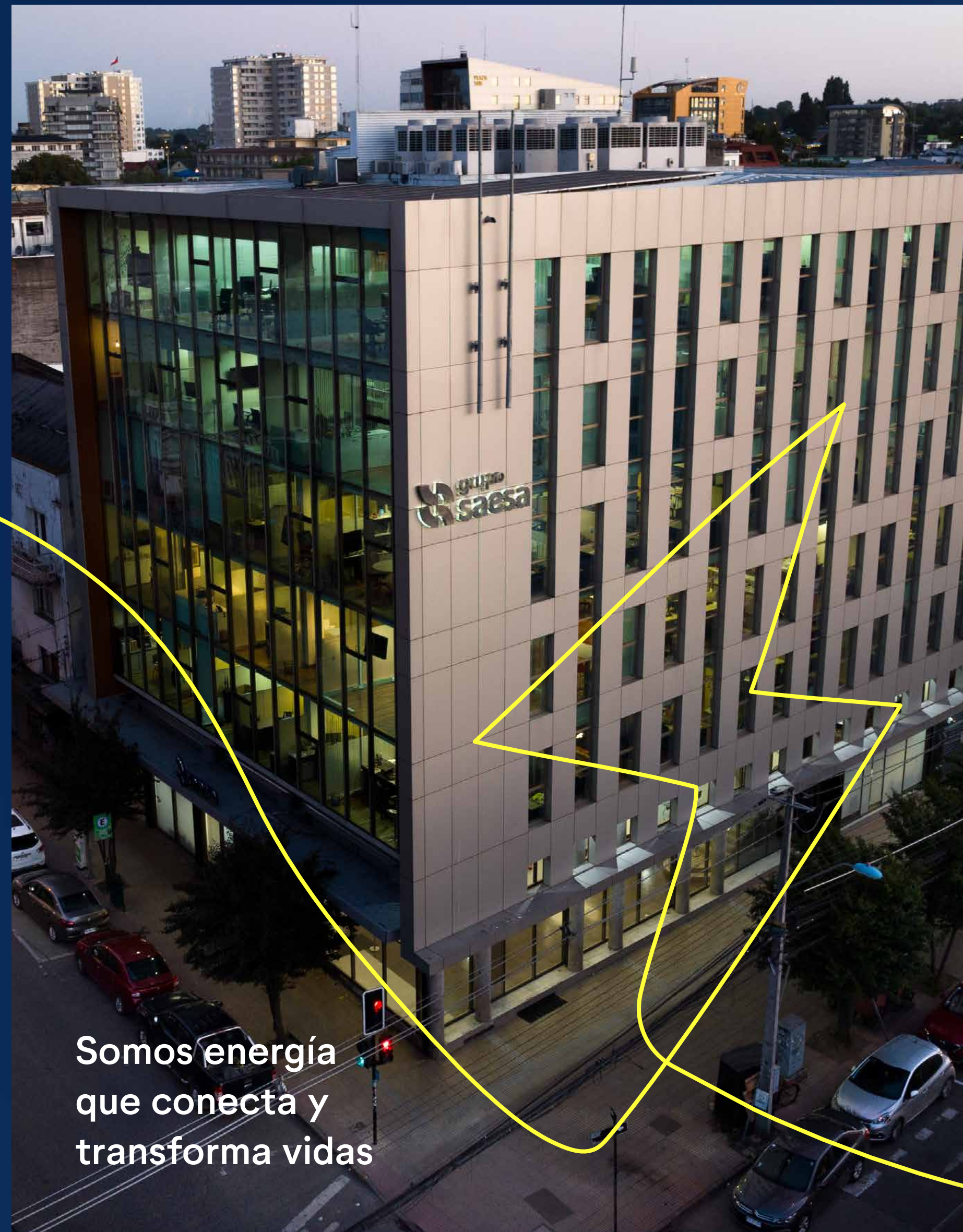
Proveer de un servicio de excelencia

Entregamos a nuestros clientes un servicio de excelencia, confiable y seguro. Cuidamos a nuestros trabajadores y al medio ambiente, contribuyendo al progreso de la industria de energía en Chile. Creamos valor para nuestros accionistas.

VISIÓN

Ser líder en la industria de energía, contribuyendo al progreso del país y su desarrollo sostenible

Una compañía experta e innovadora, capaz de hacer cosas impensadas. Moderna, vanguardista y tecnológica. Una empresa apreciada y respetada. Un referente.



Somos energía que conecta y transforma vidas

VALORES CORPORATIVOS

Para alcanzar sus objetivos, la Empresa busca promover y cultivar altos estándares de trabajo en todos sus colaboradores e internalizar en su quehacer diario estos siete valores fundamentales, que se detallan a continuación y que están alineados con la Estrategia de Negocio:



Integridad y Transparencia

Hacemos lo correcto con verdad y honestidad.



Seguridad y Bienestar

Un intransable.



Excelencia

Nos desafiamos constantemente para alcanzar un estándar superior.



Foco en el cliente

Nuestro propósito e inspiración.



Eficiencia

La clave para la sostenibilidad del negocio.



Sostenibilidad

Somos responsables con el futuro.



Actitud innovadora

Estamos abiertos al cambio con flexibilidad, agilidad y visión de futuro.

PRINCIPALES INDICADORES OPERATIVOS

Negocio de Transmisión

	Líneas AT ⁽¹⁾	2.361 Km
	Capacidad de Transformación (AT/MT)	4.185 MVA

Negocio de Distribución

	Líneas MT ⁽²⁾	38.370 Km
	Líneas BT ⁽³⁾	28.884 Km
	Capacidad de Transformación (MT/MT)	1.779 MVA
	Total energía distribuida	4.445 GWh
	Pérdidas de energía	11,08%
	Clientes	1.087.372

Negocio de generación

	Capacidad instalada neta	296 MW

(1): AT: Alta Tensión; (2): MT: Media Tensión; (3): BT Baja Tensión



PRINCIPALES INDICADORES FINANCIEROS

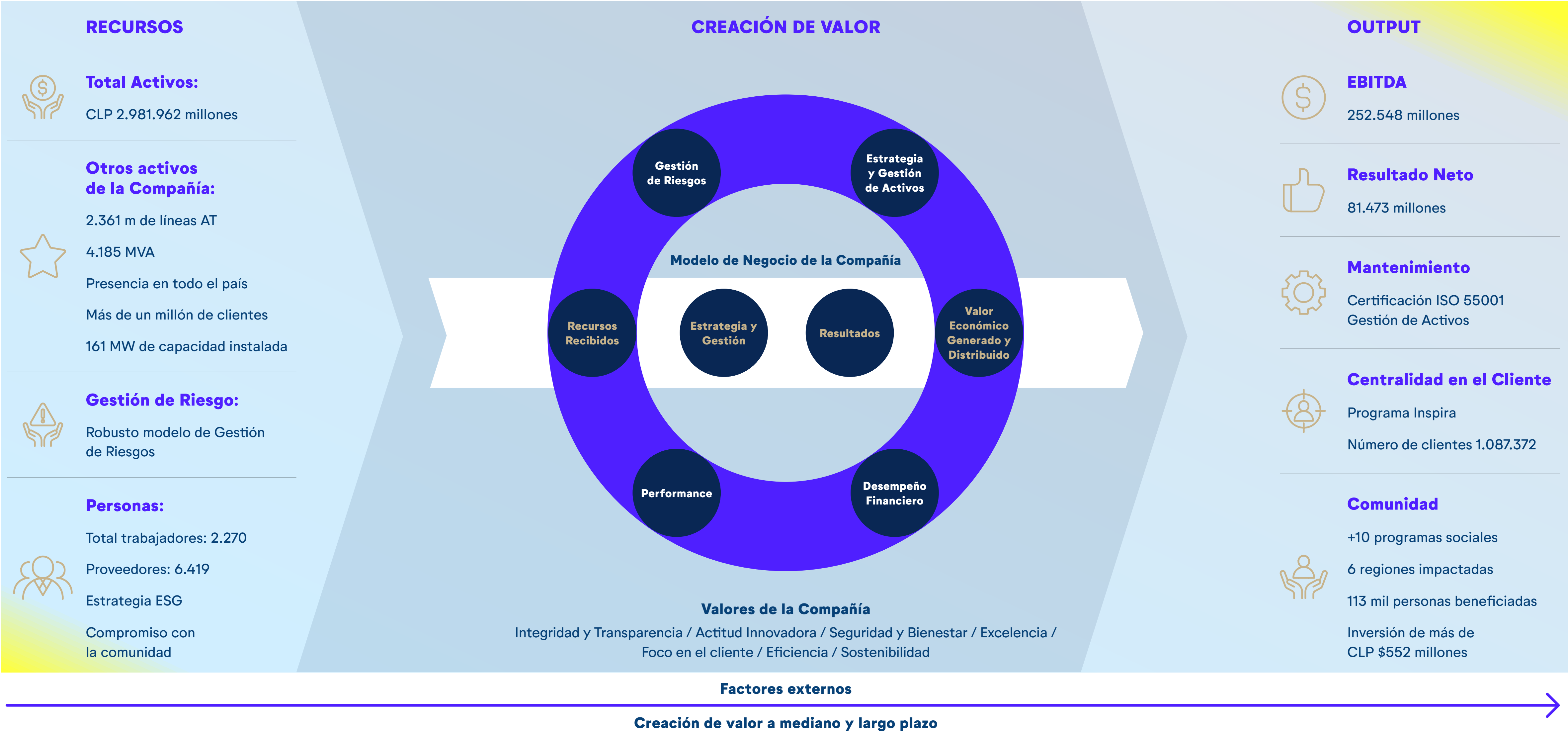
	Activos (MM\$)	2.981.962 (+3%)
	EBITDA (MM\$)	252.547 (+15%)
	Resultado (MM\$)	82.134 (+106%)
	Patrimonio Total	771.408 (+7%)
	Trabajadores	2.270 (+4%)

Hemos consolidado
nuestra presencia



en todo Chile

MODELO DE CREACIÓN DE VALOR



2



GOBIERNO CORPORATIVO Y COMPLIANCE



- 019** Estructura de Gobierno Corporativo
- 022** Accionistas
- 024** Directorio
- 031** Ejecutivos Principales
- 035** Compliance del Grupo Saesa
- 042** Gestión de Riesgos

ESTRUCTURA DE GOBIERNO CORPORATIVO

La estructura de Gobierno Corporativo de la Sociedad ha sido diseñada para asegurar flujos adecuados de información y control, resguardando trazabilidad y fundamentación en la toma de decisiones.



El órgano principal de administración es el Directorio, que al cierre de 2025 estaba compuesto por ocho integrantes, cuatro residentes en Canadá y cuatro en Chile.

El Directorio cuenta con una agenda anual de reuniones mensuales, realizadas por videoconferencia o de forma presencial en zonas de operación. Adicionalmente, se reúne en sesiones extraordinarias cuando resulta necesario o conveniente.

Si bien en cada sesión se revisan las materias relevantes para el negocio, la agenda contempla además el análisis en profundidad de asuntos específicos, tales como planificación estratégica, gestión de riesgos y reportes del encargado de prevención de delitos, entre otros.

Al cierre del ejercicio 2025, no existe adhesión formal a códigos de buen gobierno corporativo de organismos públicos o privados; sin perjuicio de ello, se consideran como referencia buenas prácticas internacionalmente reconocidas, tales como los Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE y del G20.

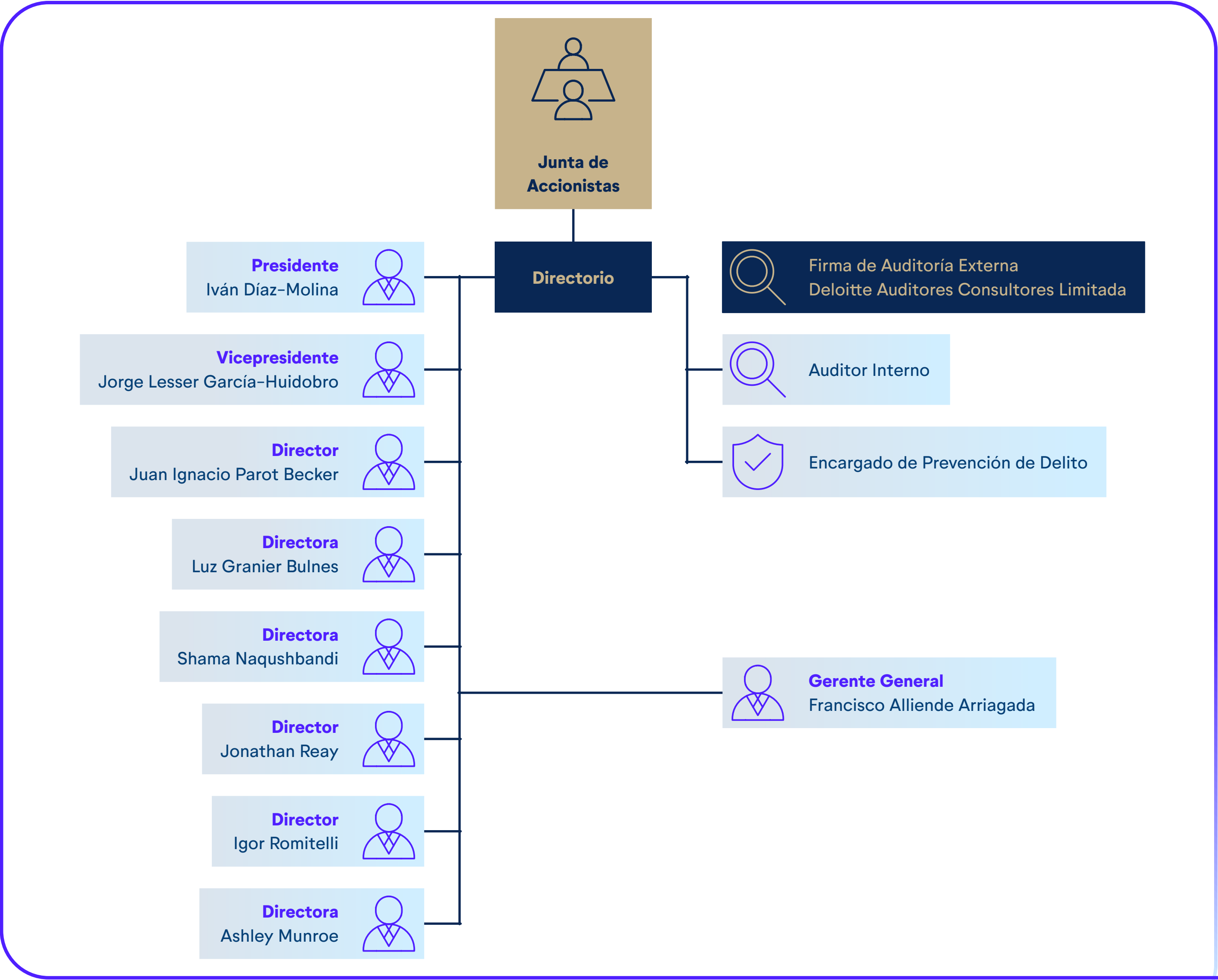
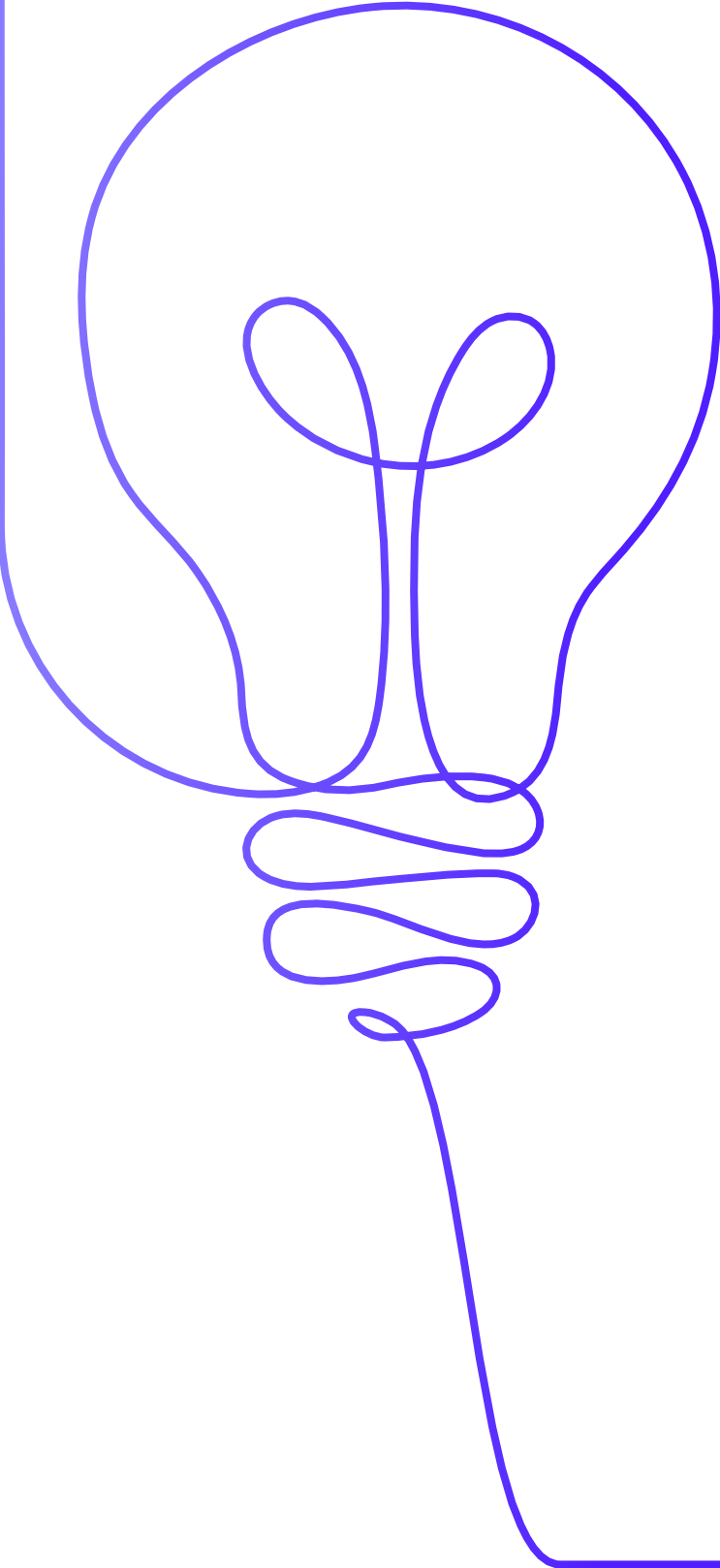
FUNCIONAMIENTO DE LA GOBERNANZA

La Sociedad cuenta con herramientas orientadas a asegurar el funcionamiento efectivo de sus distintos niveles de gobierno corporativo. En el ámbito del Directorio, se dispone de un sistema formal de entrega y análisis de información relevante, que permite a sus integrantes prepararse adecuadamente para una toma de decisiones informada.

Corresponde al Directorio supervisar los sistemas de control interno y de gestión de riesgos, para lo cual se realiza anualmente una evaluación de la eficacia de su diseño y funcionamiento.

Asimismo, operan comités integrados por miembros del Directorio y altos ejecutivos, cuya finalidad es revisar de manera periódica y detallada materias esenciales como finanzas, inversiones, gestión de riesgos y sostenibilidad.

ESTRUCTURA DE
GOBIERNO CORPORATIVO
DE INVERSIONES
ELÉCTRICAS DEL SUR





GOBERNANZA DE LA SOSTENIBILIDAD

La sostenibilidad se integra de manera estructural en el modelo de gobierno corporativo y en la estrategia de largo plazo, con participación directa del Directorio, una gobernanza definida y mecanismos formales de seguimiento, medición y rendición de cuentas.



Rol del Directorio y nivel de influencia

El Directorio es el máximo órgano de supervisión y mantiene responsabilidad directa sobre la estrategia de sostenibilidad, incorporando criterios ESG en la planificación estratégica, la gestión de riesgos y la toma de decisiones relevantes.

Durante 2025, el Directorio sesionó de forma mensual (12 sesiones ordinarias), abordando materias vinculadas a sostenibilidad, riesgos, cumplimiento, personas y estrategia de largo plazo.

La sostenibilidad forma parte de la agenda permanente del Directorio, asegurando alineamiento con los objetivos corporativos y el horizonte de planificación 2030.



Estructura de gobernanza de la sostenibilidad

La gobernanza se articula en dos niveles complementarios:

Nivel directivo—ejecutivo
Comité Ejecutivo ESG, responsable de:

- Definir lineamientos estratégicos.
- Asegurar coherencia entre estrategia corporativa y gestión ESG.
- Monitorear avances y desempeño.

El Comité Ejecutivo ESG es liderado por la alta administración y cuenta con participación directa de 12 gerentes, asegurando capacidad de decisión y transversalidad organizacional.

Nivel táctico—operativo
3 mesas de trabajo especializadas:

- Mesa Ambiental
- Mesa Social
- Mesa de Gobernanza

Estas instancias permiten traducir la estrategia en planes operativos, indicadores y metas concretas, asegurando implementación efectiva en todas las áreas del negocio.



Integración en la estrategia corporativa

La sostenibilidad está incorporada en la Planificación Estratégica con horizonte 2030 como componente transversal del modelo de negocio.

La estrategia ESG se actualiza anualmente mediante procesos formales de evaluación de materialidad, considerando: expectativas de grupos de interés, desafíos regulatorios y prioridades estratégicas del negocio.

Como resultado del último ejercicio de materialidad, la organización gestiona: 24 temas materiales, 39 objetivos estratégicos ESG y 110 metas específicas, con responsables definidos, plazos y mecanismos de seguimiento.



Mecanismos de control, seguimiento y rendición de cuentas

Cada objetivo ESG cuenta con responsable ejecutivo, indicadores de desempeño y monitoreo periódico. La trazabilidad se asegura mediante reportes internos y revisión a nivel ejecutivo y directivo.

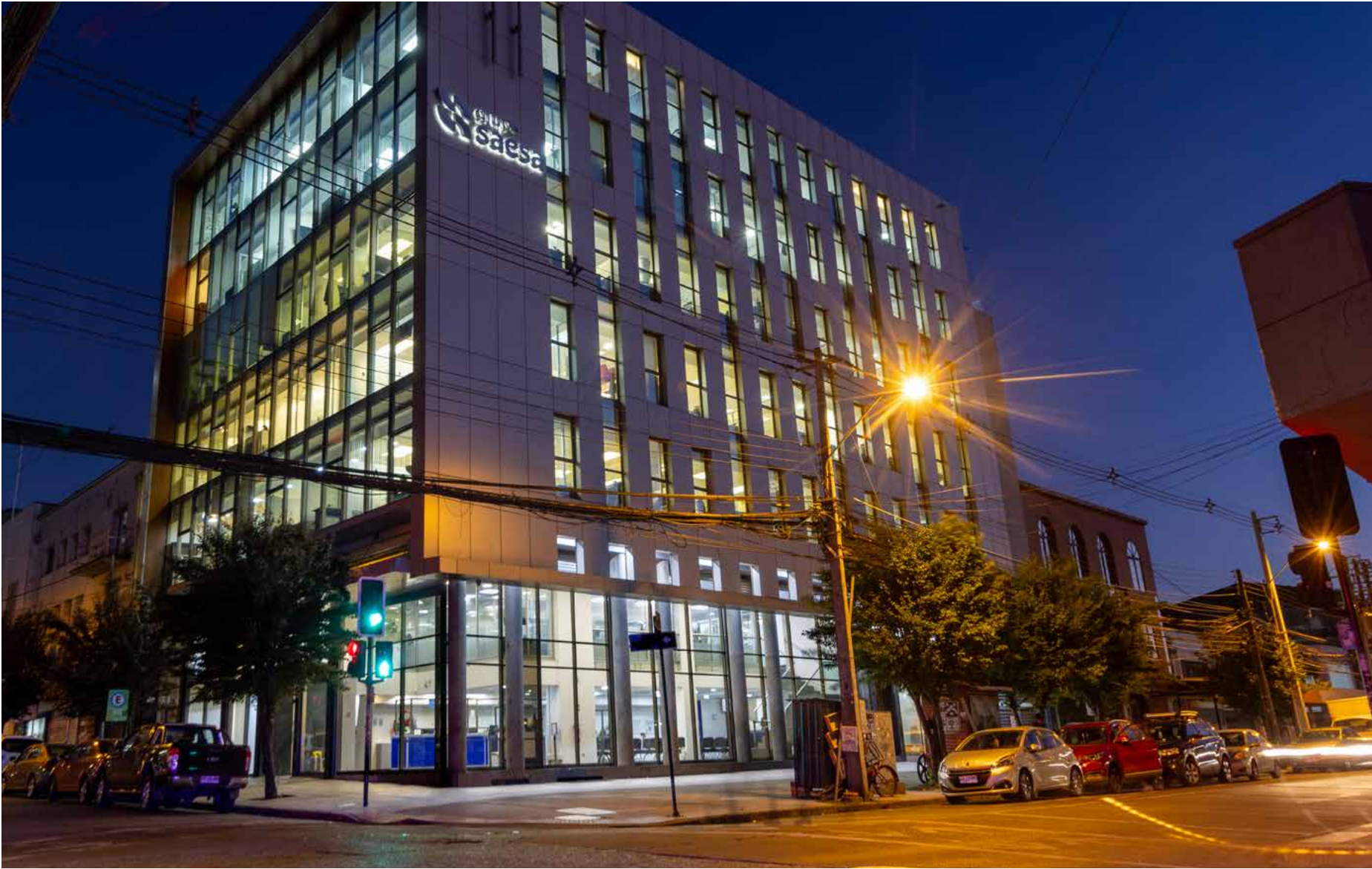
La sostenibilidad se integra con los sistemas de gestión de riesgos, compliance y control interno, fortaleciendo la coherencia entre estrategia, ejecución y supervisión.



ACCIONISTAS

SITUACIÓN DE CONTROL

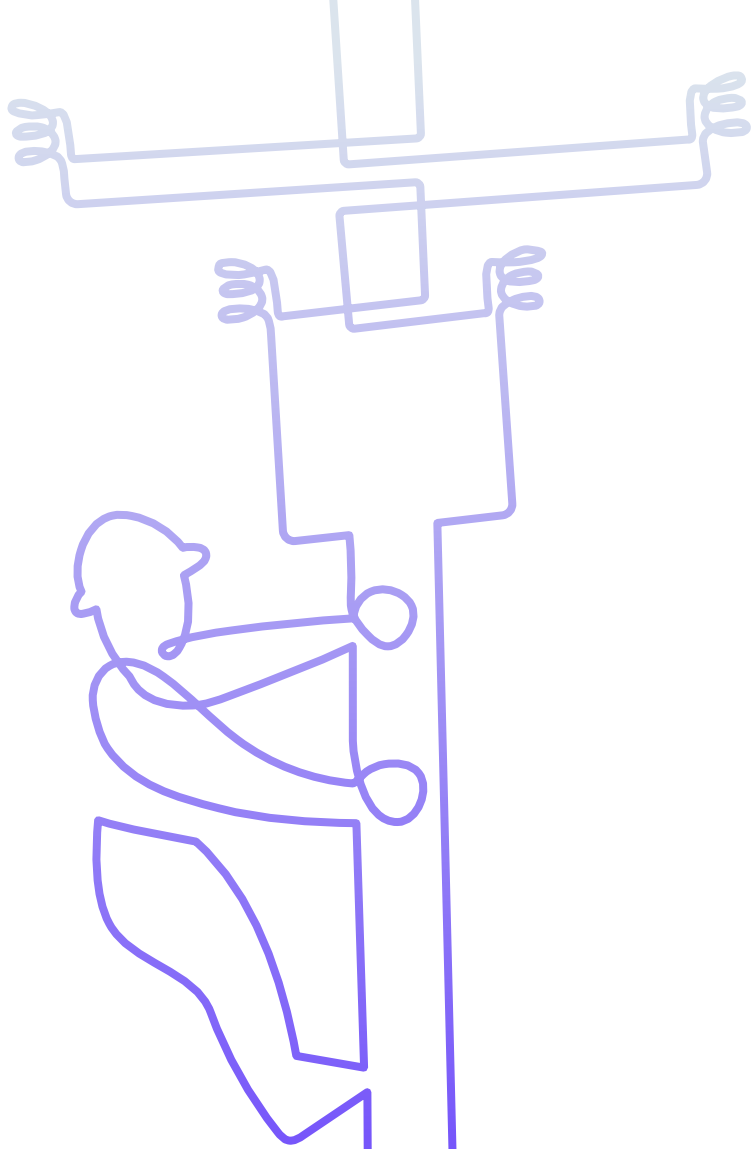
De acuerdo con las disposiciones del Título XV de la Ley de Mercado de Valores, el controlador de la Sociedad es Inversiones Grupo Saesa Limitada, Rut número 76.024.782-0, titular de un 99,99% de su capital accionario.



IDENTIFICACIÓN DE LOS CONTROLADORES¹

Los controladores finales de Inversiones Grupo Saesa Limitada son Alberta Investment Management Corporation (“AIMCo”) y Ontario Teachers’ Pension Plan Board (“OTPPB”).

OTPPB es una sociedad sin capital accionario, creada de conformidad con una ley especial de la Legislatura de Ontario, Canadá, que gestiona pensiones e invierte activos del plan de pensiones en nombre de profesores de dicha provincia.



Por su parte, AIMCo es una entidad de propiedad única y exclusiva del gobierno provincial de Alberta, Canadá, constituida mediante una ley especial cuyo objeto es la administración de fondos de pensiones de los empleados del sector público de Alberta y de otros fondos de la Corona.

En virtud de lo anterior, no existen personas naturales identificables detrás de las personas jurídicas indicadas.

ACCIONISTAS DE LA SOCIEDAD

	Serie A		Serie B		Total	
	Acciones	Participación	Acciones	Participación	Acciones	Participación
Inversiones Grupo Saesa	60	60%	93.780.651	100%	93.780.711	99,99996%
Cóndor Holding SpA	40	40%			40	0,00004%
Total	100	100%	93.780.651	100%	93.780.751	100%

¹ Al cierre del ejercicio 2025, no existen personas naturales que informar que estén detrás de las personas jurídicas indicadas, por lo tanto, no corresponde individualizarlas indicando para cada una de ellas datos como R.U.T., nombre completo y porcentaje de propiedad en la sociedad controladora, tanto directo como indirecto.



PACTOS DE ACTUACIÓN CONJUNTA

Entre los socios de Inversiones Grupo Saesa Limitada, controlador de la Sociedad, existe un acuerdo de fecha 24 de julio de 2008, el cual contempla entre otras materias, ciertas restricciones a la transferencia de los derechos sociales en dicha sociedad.

A su vez, entre los accionistas de la Sociedad existe un pacto de accionistas de la misma fecha, que también contempla ciertas restricciones a la libre disposición de las acciones que cada uno de ellos mantiene en la Sociedad.

Asimismo, a nivel de las filiales Sociedad Austral de Electricidad S.A., y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., existen pactos de accionistas, los cuales fueron celebrados con la misma fecha, entre los accionistas mayoritarios de dichas sociedades y también incluyen limitaciones a la libre disposición de las acciones en las mencionadas sociedades.

Por último, las filiales SAGESA S.A., Sociedad de Transmisión Austral S.A., y Sistema de Transmisión del Sur S.A., cuentan con pactos de accionistas celebrados el 22 de junio de 2012, los cuales estipulan limitaciones a la libre disposición de las acciones en ambas sociedades.



CAMBIOS DE MAYOR IMPORTANCIA EN LA PROPIEDAD

Durante 2025, no ocurrieron cambios importantes en la propiedad de la Sociedad.



IDENTIFICACIÓN DE SOCIOS O ACCIONISTAS MAYORITARIOS

No existen personas naturales o jurídicas, distintas al controlador, que posean un 10% o más del capital o del capital con derecho a voto de la Sociedad.



TRANSACCIONES BURSÁTILES DE PERSONAS RELACIONADAS, PROPIEDAD DE DIRECTORES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

Al cierre de 2025, no hay directores ni ejecutivos principales que mantengan participación directa o indirecta o de sociedades que ellos controlen, en la Sociedad. Esta situación es la misma desde el cierre de 2024, y periodos anteriores.



DIRECTORIO

COMPOSICIÓN DEL DIRECTORIO
A continuación, se detalla la composición del Directorio:



Iván Díaz-Molina
Presidente

Fecha de ingreso al Directorio: 10 de septiembre 2010
Fecha del último nombramiento: 29 de abril de 2025
Nacionalidad: argentino
Profesión: Ingeniero Civil de la Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.

Otros Estudios: Doctor of Business Administration de la Temple University, y M.Sc. de la Carnegie Mellon University, ambas de Estados Unidos.

Otros cargos académicos: Ha sido profesor de Estrategia e Innovación, Jefe del Departamento de Estrategia Director del Centro de Innovación y Emprendimiento del ESE Business School de Santiago de Chile.

Trayectoria profesional: El Sr. Iván Díaz-Molina se ha desempeñado como director de la Sociedad desde 2009, antes de incorporarse a ESE, el Sr. Díaz-Molina fue Vicepresidente para América Latina de PPL (Pennsylvania Power and Light), con operaciones en Centroamérica, Perú, Brasil, Bolivia y Chile. Además, participa en los directorios de INKIA e ISQ Capital.



Jorge Lesser García-Huidobro
Vice-Presidente

Fecha de ingreso al Directorio: 8 de abril de 2009
Fecha del último nombramiento: 29 de abril de 2025
Nacionalidad: chileno
Profesión: Ingeniero Civil Industrial de la Universidad de Chile.

Otros Estudios: Magíster en Electricidad de la Universidad de Chile.

Trayectoria profesional: Jorge Lesser García-Huidobro se incorporó al Grupo Saesa como Director en abril de 2009. El Sr. Lesser es ingeniero, consultor y empresario, y se desempeña como Presidente del Directorio del Grupo Saesa, entre otras sociedades controladas por el Fondo Canadiense Ontario Teachers’ Pension Plan y Alberta Investment Management Corporation. Anteriormente ocupó el cargo de gerente de Finanzas y subgerente general en la Empresa Nacional de Electricidad. Previo a su desempeño en esta última empresa, trabajó en Celulosa Arauco y Pesquera Coloso, donde ocupó varios cargos gerenciales.



Juan Ignacio Parot Becker
Director

Fecha de ingreso al Directorio: 16 de agosto 2011
Fecha del último nombramiento: 29 de abril de 2025
Nacionalidad: chileno
Profesión: Ingeniero Civil Industrial de la Universidad Católica de Chile.

Otros Estudios: MBA de la Sloan School of Management del MIT.

Trayectoria profesional: Juan Ignacio Parot Becker se ha desempeñado como Director de la Sociedad desde diciembre de 2022. Anteriormente, fue Director Financiero de Aguas Nuevas, donde fue responsable de las actividades de financiamiento, así como de todas las áreas administrativas, de recursos humanos y de TI, fue CEO de AndesCan y ha trabajado en el sector de las telecomunicaciones y en una central eléctrica. Al cierre de la presente memoria anual es director de Essbio S.A., Esval S.A. y CranChile.



Luz Granier Bulnes
Directora

Fecha de ingreso al Directorio: 17 de agosto de 2022
Fecha del último nombramiento: 29 de abril de 2025
Nacionalidad: chilena
Profesión: Ingeniero Comercial con mención en Economía de la Universidad de Chile. Fue reconocida como miembro del cuadro de honor (2020) de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile.

Otros Estudios: Diplomado en Historia del Arte Europeo, Universidad Adolfo Ibáñez.

Trayectoria profesional: Luz Granier Bulnes se ha desempeñado como Directora de la Sociedad desde 2022, además ha sido Directora de diferentes empresas en Chile en áreas como energía, infraestructura y salud. También fue Subsecretaria de Servicios Sociales (2013– 2014); Directora de Colbun S.A. entre 2013 y 2014, Directora de la Clínica Indisa S.A. (2017–2022), Directora de Metro S.A. (2018–2022). Al cierre de la presente memoria es Presidenta del Directorio de Desarrollo País S.A. y miembro del Directorio de la Universidad Andrés Bello y Entel S.A.



Shama Naqushbandi
Directora

Fecha de ingreso al Directorio: 17 de agosto de 2022
Fecha del último nombramiento: 29 de abril de 2025
Nacionalidad: británica
Profesión: Abogada, donde se graduó con honores en la Universidad de Cambridge.

Trayectoria Profesional: Shama Naqushbandi tiene 15 años de experiencia trabajando en proyectos globales y financiamiento de proyectos en una amplia variedad de tipos de activos de infraestructura y energía. Se incorporó al directorio del Grupo Saesa en agosto de 2022, y es Portfolio Manager en el equipo de Creación de Valor y Gestión de Activos de AIMCo. El objetivo del grupo es impulsar las actividades de creación de valor en toda la infraestructura global existente de AIMCo y la cartera de Recursos Renovables, así como prestar colaboración en la evaluación de posibles oportunidades de inversión. Antes de AIMCo, Shama desempeñó diversos cargos comerciales en Infraestructura Ontario y Shell, habiendo ejercido anteriormente como abogada en la práctica de Proyectos Globales, Energía e Infraestructura en Allen & Overy. Desde septiembre de 2022, forma parte de la Junta Directiva de la Fundación GRESB.



Jonathan Reay
Director

Fecha de ingreso al Directorio: 14 de octubre de 2020
Fecha del último nombramiento: 29 de abril de 2025
Nacionalidad: canadiense
Profesión: Licenciado en Derecho de la Universidad de Toronto, Canadá, y en Artes de la Universidad de Alberta, del mismo país.

Trayectoria profesional

Jonathan Reay se ha desempeñado como Director de Grupo Saesa desde octubre de 2020. Es Director de Creación de Valor y Gestión de Activos en Alberta Investment Management Corporation (AIMCo) Edmonton, Alberta, Canadá. Anteriormente fue Director de Cumplimiento Normativo y Consejero General Asociado en la misma empresa, siendo responsable de supervisar el cumplimiento de su código de conducta y normas éticas, así como del cumplimiento normativo y de las inversiones.



Igor Romitelli
Director

Fecha de ingreso al Directorio: 9 de abril de 2024
Fecha del último nombramiento: 29 de abril de 2025
Nacionalidad: Brasileña
Profesión: Bachelor of Laws.

Trayectoria profesional: Igor Romitelli es Director en el equipo de Infraestructura de Ontario Teachers', donde se incorporó en 2020. Además, Igor participa en la gestión de activos de las empresas del portafolio de Ontario Teachers', siendo miembro del Consejo de Administración y presidente del Comité de Desempeño e Inversiones de Evoltz. Antes de unirse a Ontario Teachers', Igor trabajó en el equipo de capital privado de energía de Actis, enfocado en la generación de energía renovable, y en el grupo de inversiones directas de AG Investments, cubriendo infraestructuras core y core-plus en América Latina y Europa. Igor posee un MBA con Distinción de INSEAD y una licenciatura en Derecho de la Universidad de São Paulo.



Ashley Munroe
Directora

Fecha de nombramiento: 27/02/2025
Fecha de último nombramiento: 29/04/2025
Nacionalidad: Canadiense
Profesión: Civil Engineering.

Trayectoria profesional: Ashley Munroe es Directora en el Directorio de Grupo Saesa, cargo al que se incorporó en febrero de 2025. Con una sólida trayectoria en inversiones en infraestructura y recursos naturales, se desempeñó como Associate en Aquila Infrastructure Management y posteriormente como Directora en Ontario Teachers' Pension Plan (OTPP). Es canadiense, posee un HBA de Ivey Business School en Western University y estudios en Ingeniería Civil en Western University. Actualmente, también forma parte del Consejo de Administración de GCT Global Container Terminal, aportando su experiencia en gestión de activos y proyectos de infraestructura sostenible.

OTROS DIRECTORES QUE EJERCIERON EL CARGO
A continuación, se detallan otros directores, que ejercieron el cargo entre el ejercicio 2024 y 2025



Stephen Best
Nacionalidad: Canadiense
Fecha de nombramiento: 30/04/2024
Fecha de cesación en el cargo: 21/08/2024



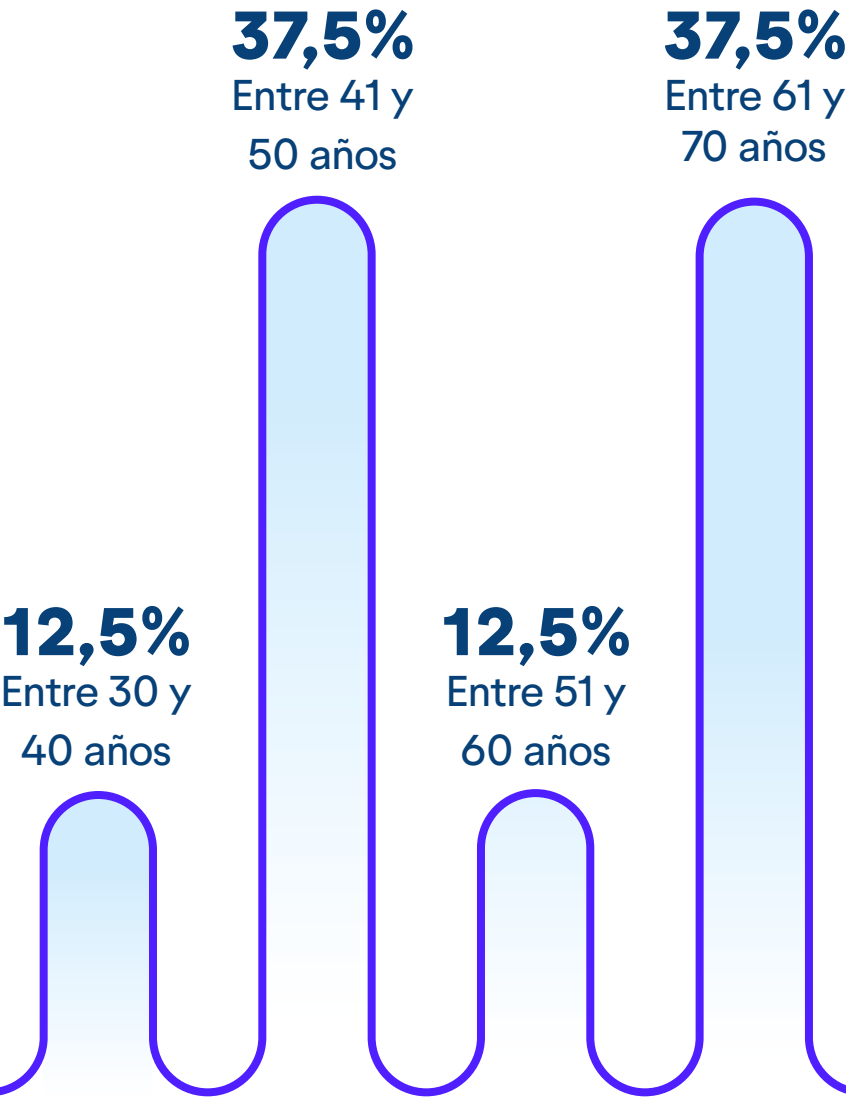
Stacey Purcell
Nacionalidad: Canadiense
Fecha del último nombramiento: 21/08/2024
Fecha de cesación en el cargo: 27/02/2025



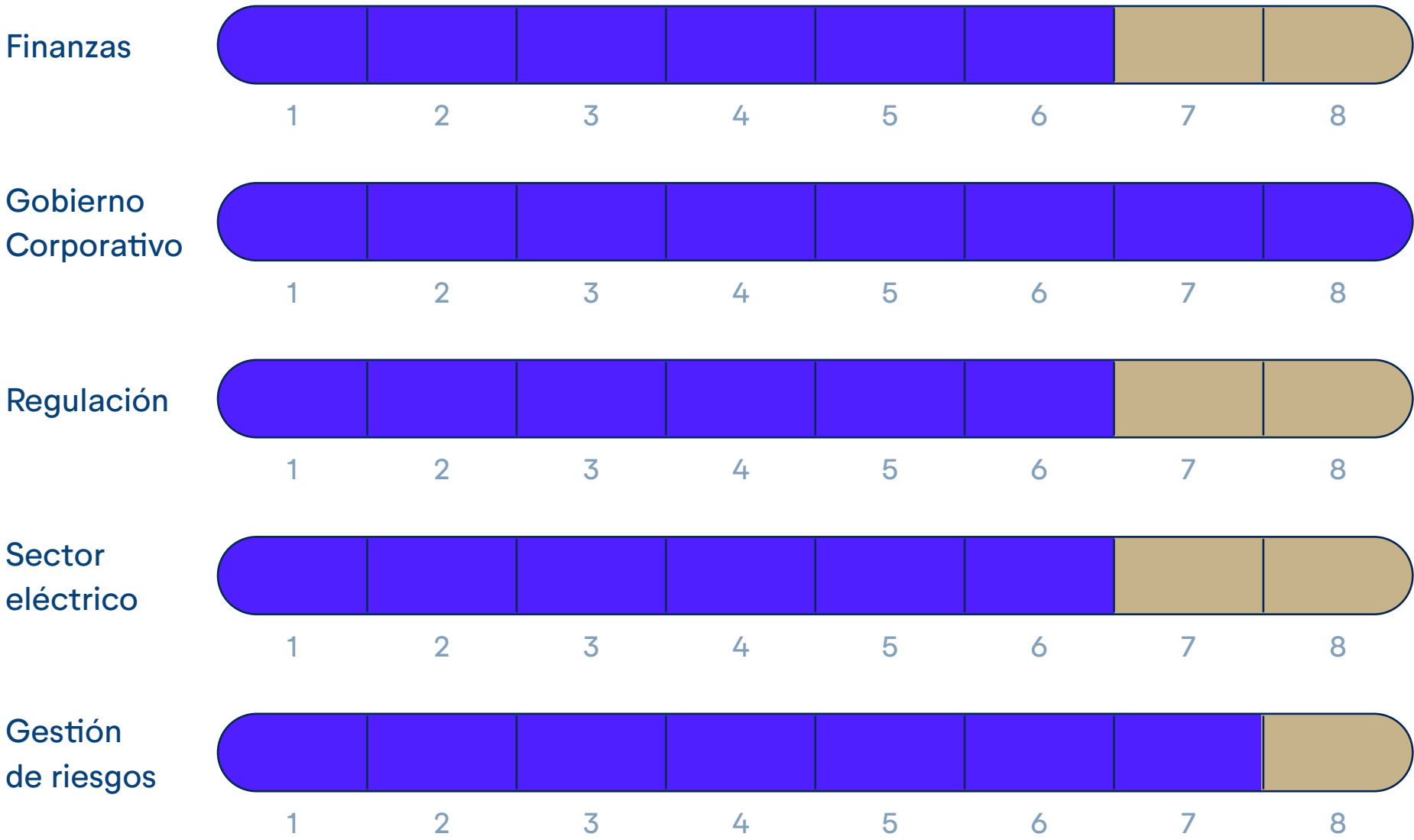
DIVERSIDAD Y
MATRIZ DE EXPERIENCIA
EN EL DIRECTORIO

A continuación, se detalla
la matriz de experiencia del
Directorio como un órgano
colegiado en su conjunto:

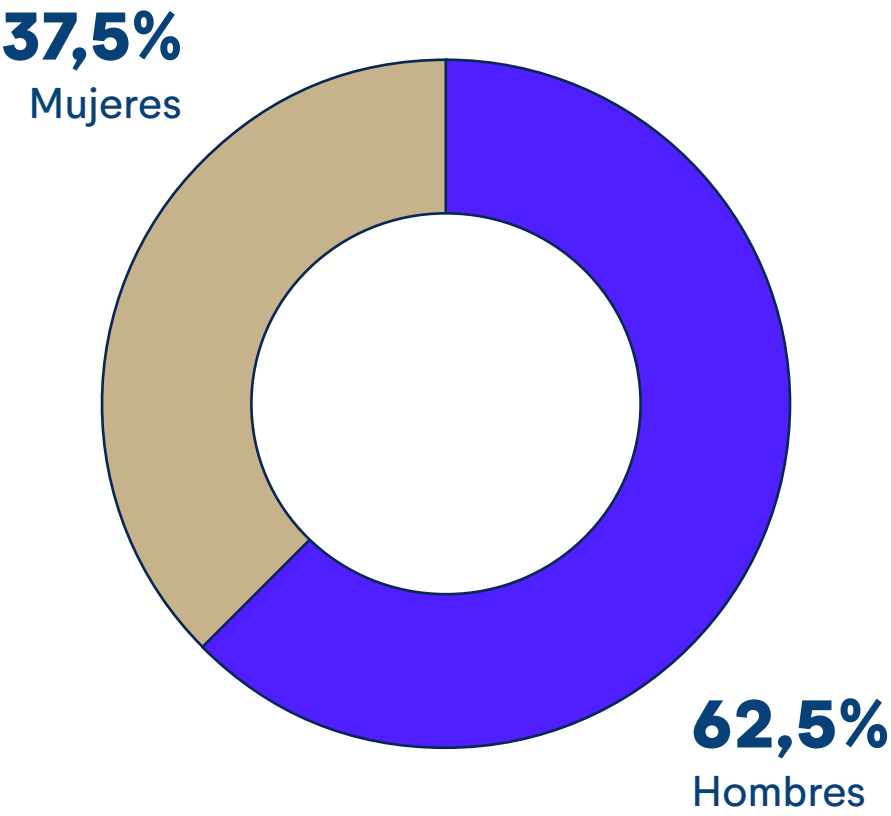
Edad



Experiencia Total



Género



Sesiones del Directorio

De conformidad con los estatutos de la Sociedad, el Directorio se reúne de manera ordinaria una vez al mes. Lo anterior sin perjuicio de celebrar, adicionalmente, las sesiones extraordinarias que resulten necesarias o convenientes.

Se ha implementado un mecanismo en virtud del cual, la administración pone a disposición de los directores, a través de la plataforma Diligent, una presentación y todos los antecedentes relevantes respecto de las materias que se tratarán en la próxima sesión de Directorio, con una anticipación que normalmente es de, al menos, una semana. Los directores, adicionalmente, pueden solicitar la entrega de la

información, datos o antecedentes que estimen relevantes para el correcto cumplimiento de sus funciones.

No existe una determinación previa del tiempo que cada director debe emplear en el análisis de los asuntos de la Sociedad, dado que es muy variable según los desafíos que se enfrentan en cada periodo.



SISTEMA DE INFORMACIÓN DEL DIRECTORIO Y SESIONES DE DIRECTORIO

El Directorio emplea la plataforma Diligent, que ha demostrado permitir de manera segura, remota y permanente, el acceso tanto a las presentaciones efectuadas al Directorio y los antecedentes de cada una de ellas, como los borradores de las actas correspondientes para sus comentarios, así como las versiones finales firmadas de las mismas, todo lo cual se mantiene disponible en la plataforma de manera indefinida.

La Sociedad cuenta con un canal de denuncias que opera de manera anónima, inmediata y segura, que es recibido por el Comité de Integridad de la Sociedad. El Comité reporta al Directorio la totalidad de las investigaciones efectuadas, ya sea que estas hayan llegado a través del canal de denuncias o de otros medios, así como sus resultados y medidas adoptadas. Lo anterior, sin perjuicio de las atribuciones del Directorio de solicitar más información o detalles en cualquier momento o circunstancia.



REMUNERACIÓN DEL DIRECTORIO

Los estatutos sociales indican que el cargo de director será remunerado y dicha remuneración será determinada por la Junta Ordinaria de Accionistas. Para el ejercicio 2025, la Junta Ordinaria de Accionistas determinó una remuneración para cada director de 120 Unidades de Fomento (UF) mensuales brutas. Se trata de un ingreso fijo, los directores no reciben otros ingresos por el desempeño de sus funciones. Esta remuneración rige a partir del 1 de mayo de 2025, y permanecerá vigente hasta el mes correspondiente a la fecha de verificación de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas. Los siguientes directores han renunciado a la dieta otorgada por la sociedad: Juan Ignacio Parot Becker, Jonathan Reay, Luz Granier Bulnes, Igor Romitelli, Ashley Munroe, y Shama Naqushbandi.

Directores 2025	Total en M\$
Iván Díaz-Molina	2.343
Jorge Lesser García-Huidobro	2.343
Total	4.686

Directores 2024	Total en M\$
Iván Díaz-Molina	2.563
Jorge Lesser García-Huidobro	2.242
Total	4.805



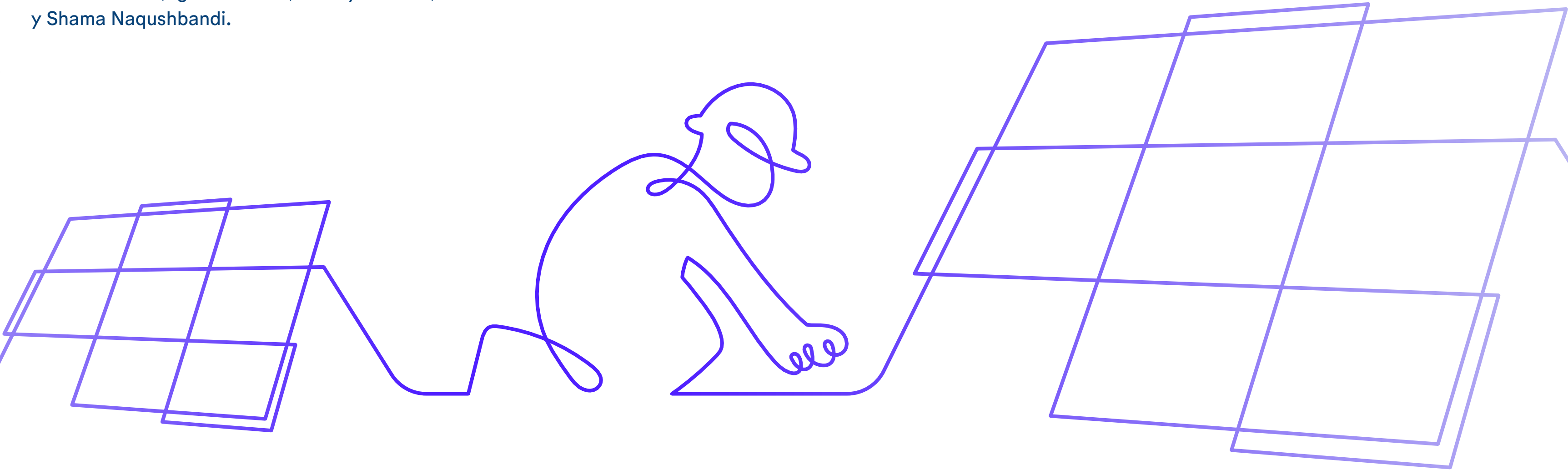
BRECHA SALARIAL DEL DIRECTORIO

Las remuneraciones son las mismas para todos los integrantes del Directorio.



POLÍTICA PARA CONTRATACIÓN DE ASESORES DEL DIRECTORIO

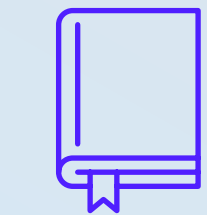
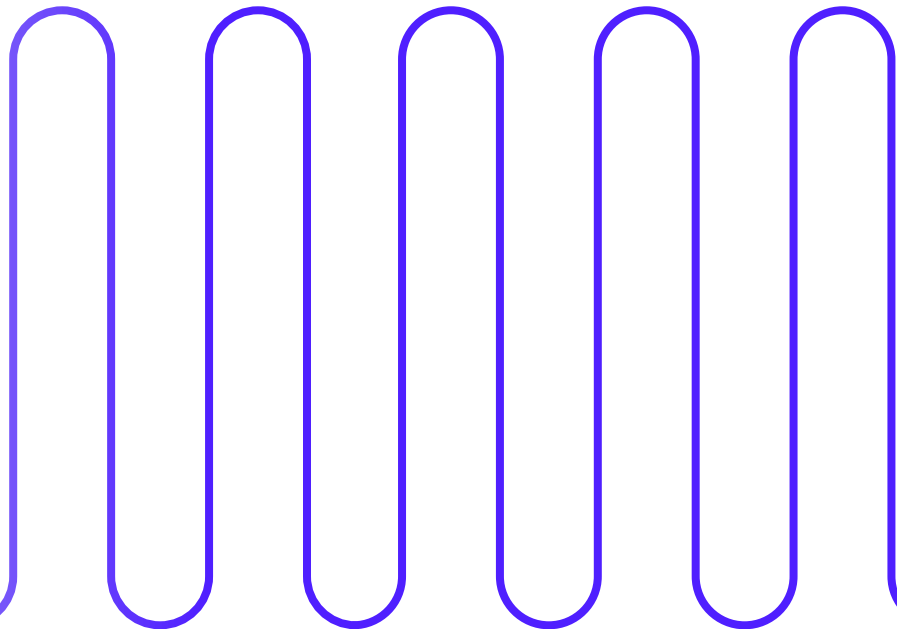
La Sociedad no cuenta con una política formalizada para la contratación de asesores por parte del Directorio. Sin perjuicio de lo anterior, el Directorio contrata asesorías cuando ello resulta necesario o conveniente para el correcto desarrollo de sus funciones, las cuales normalmente tienen relación con temas recientemente implementados (por ejemplo, cambios normativos o regulatorios) o asuntos de carácter técnico específico. Durante el ejercicio 2025, el Directorio no contrató asesorías.





REUNIONES DEL DIRECTORIO

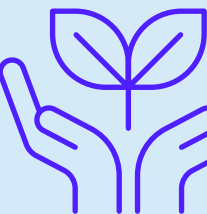
En cuanto a las reuniones del Directorio con las áreas estratégicas de la Sociedad, al menos se efectúan las instancias que se indican a continuación, sin perjuicio de la posibilidad de que se realicen reuniones extraordinarias o adicionales cada vez que las necesidades sociales lo requieran para el correcto cumplimiento de los deberes del Directorio:



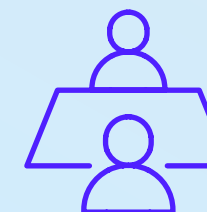
Trimestralmente la Gerencia de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos elabora un reporte al Directorio, que es presentado a través del Gerente General.



El área de Auditoría Interna se reúne con el Directorio a través del Comité de Auditoría, que sesiona regularmente.



El área de sostenibilidad, dentro de la cual se enmarca entre otras materias el ámbito de responsabilidad social, reporta periódicamente al Directorio a través del Gerente General.



La empresa de auditoría externa se reúne anualmente con el Directorio, para efectos de presentarles los resultados del proceso de auditoría y las principales observaciones o hallazgos emanados del proceso de auditoría.

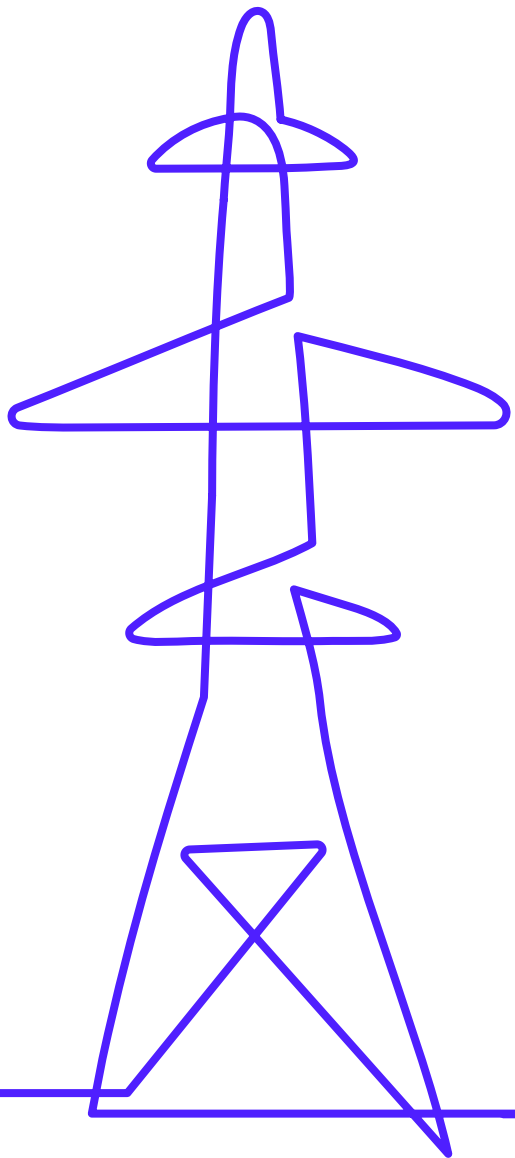
POLÍTICAS Y PRÁCTICAS DE GOBIERNO CORPORATIVO



Procedimiento para selección de directores

El Directorio es elegido en Junta Ordinaria de Accionistas resultando elegidas las personas que, en una misma y única votación, obtengan el mayor número de votos hasta completar el número de personas por elegir.

Con anterioridad a la celebración de la Junta Ordinaria, se pone a disposición de los accionistas en la página web una nómina de los candidatos que han manifestado su interés en ocupar el cargo de director de la Sociedad, con indicación de sus antecedentes académicos, profesionales, experiencia y conocimientos en diversos ámbitos que resultan relevantes para el desempeño de su rol.



Si bien no se ha definido una cuota de género específica para esta integración, la búsqueda y selección de candidatos idóneos para desempeñar correctamente esta función ha garantizado una composición diversa en términos de género, edad y nacionalidad.



Directores independientes

La Sociedad no cumple con los requerimientos legales y normativos que obligan a mantener directores independientes.



Inducción de Directores

Si bien no existe un procedimiento formal para la inducción de los nuevos integrantes del Directorio, sí existe la práctica de entregar y explicar a cada director toda la información relevante para una correcta comprensión de la Sociedad y sus antecedentes. A ello se suman instancias especiales con los integrantes más antiguos del Directorio así como con la administración, normalmente el Gerente General. Las materias más relevantes son la estructura de la Sociedad, su estrategia, las principales características de las líneas de negocio en las que está involucrada, así como entrega de antecedentes corporativos, manuales y políticas.



Visitas a terreno del Directorio

En línea con el compromiso de mantener un conocimiento directo de las operaciones, al menos dos de las reuniones de directorio al año se realizan en las zonas de operación de las empresas del Grupo Saesa. Estas instancias incluyen visitas en terreno de varios días a instalaciones, recorridos por proyectos y espacios de relacionamiento con equipos de trabajo.

Durante 2025, en enero el directorio sesionó en la zona de operación de Frontel, en la Región de La Araucanía. En dicha oportunidad, los directores visitaron la construcción de dos proyectos, faenas de roce y mantenimiento, así como instalaciones de generación de respaldo en Neltume y Coñaripe.

En noviembre, el directorio se reunió en Santiago y posteriormente realizó una visita a la zona norte, donde recorrió infraestructura de la red de transmisión asociada al observatorio ESO, además de subestaciones de propiedad de Sistema de Transmisión del Norte y centrales fotovoltaicas de propiedad del Grupo.



Organización del Directorio en caso de contingencia

No existe una política formalizada para la organización del Directorio en caso de contingencia. La existencia de ocho integrantes, sumado a la distinta ubicación geográfica de los mismos, es de utilidad para mitigar riesgos de una ausencia prolongada o simultánea de sus integrantes.



Evaluación del Directorio

No existe en la Sociedad procedimiento formal de evaluación de los Directores, sin perjuicio de los procesos de mejora continua que en la práctica se implementan en su interior, así como la permanente evaluación a la que son sometidos por parte de los accionistas que concurrieron a su designación.



Síntesis de Comentarios y Proposiciones de Accionistas y del Comité de Directores

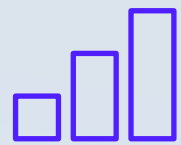
Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no recibió comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales, por parte de accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con lo establecido en los artículos 74 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas. La sociedad no cumple los requisitos para conformar un Comité de Directores conforme a la Ley de Sociedades Anónimas, artículo 50 bis.



Comités del Directorio

La Sociedad se encuentra en proceso de implementación y formalización de una serie de Comités compuestos por integrantes del Directorio y ejecutivos, que tienen por finalidad el estudio, evaluación y análisis de determinadas materias en profundidad. Si bien estos Comités no tienen carácter resolutivo, dado que las decisiones son tomadas a nivel de Directorio como órgano colegiado superior de administración, su trabajo permite analizar los temas en detalle y presentarlos correctamente al Directorio.

Estos Comités son:



Comité de Capex:

compuesto por la totalidad del Directorio, más el Gerente General y el Gerente de Administración y Finanzas.



Comité de Finanzas:

compuesto por la totalidad del Directorio, más el Gerente General y el Gerente de Administración y Finanzas.



Comité de Auditoría Interna:

compuesto por cuatro Directores, más el Gerente General y el Auditor Interno.



Comité de Riesgo:

compuesto por cuatro Directores, más el Gerente General y el Gerente de Planificación Estratégica y Gestión de Riesgo.



Comité de Personas:

integrado por cuatro Directores, más el Gerente General y el Gerente de Personas.

EJECUTIVOS PRINCIPALES



Francisco Alliende Arriagada
Gerente General

Rut: 6.379.874-6
Profesión: Ingeniero Comercial.
Fecha nombramiento: 1 de febrero 2012.
Fecha de ingreso: 1 de enero 2005.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 22 de abril de 1969.



Diego Molina Henríquez
Gerente de Administración y Finanzas

Rut: 9.906.254-1
Profesión: Ingeniero Civil Industrial.
Fecha nombramiento: 1 de marzo de 2022.
Fecha de ingreso: 1 de marzo 2022.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 28 de diciembre de 1977.



Rodrigo Miranda Díaz
Gerente de Regulación

Rut: 10.784.472-4
Profesión: Ingeniero Civil Eléctrico.
Fecha nombramiento: 10 de septiembre de 2012.
Fecha de ingreso: 1 de enero de 1998.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 20 de agosto de 1973.

LISTADO DE EJECUTIVOS



Sebastián Sáez Rees
Gerente Legal

Rut: 8.955.392-K
Profesión: Abogado.
Fecha nombramiento: 1 de octubre de 2007.
Fecha de ingreso: 1 de julio 1999.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 01 de abril de 1971.



Charles Naylor del Río
Gerente de Desarrollo de Negocios

Rut: 7.667.414-0
Profesión: Ingeniero Civil Industrial.
Fecha nombramiento: 15 de mayo de 2014.
Fecha de ingreso: 15 de mayo de 2014.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 5 de junio de 1971.



María Dolores Labbé Daniel
Gerente de Personas

Rut: 13.117.638-4
Profesión: Ingeniera Comercial.
Fecha nombramiento: 10 de diciembre de 2013.
Fecha de ingreso: 1 de diciembre de 1999.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 7 de enero de 1976.



Marcela Ellwanger Hollstein
Gerente de Planificación Estratégica y Gestión de Riesgos

Rut: 12.752.648-6
Profesión: Ingeniera Comercial.
Fecha nombramiento: 10 de diciembre de 2013.
Fecha de ingreso: 18 de junio de 2001.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 1 de agosto de 1975.



Bárbara Boekemeyer Slater
Gerente de Clientes

Rut: 12.747.160-6
Profesión: Ingeniera Civil Industrial.
Fecha nombramiento: 1 de abril de 2018.
Fecha de ingreso: 1 de abril de 2018.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 13 de julio de 1975.



Patricio Velásquez Soto
Gerente de Seguridad y Salud Ocupacional

Rut: 12.540.271-2
Profesión: Ingeniero en Prevención de Riesgos.
Fecha nombramiento: 1 de junio 2023.
Fecha de ingreso: 01 de febrero de 1992.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 26 de septiembre de 1973.



Leonel Martínez Martínez
Gerente de Distribución

Rut: 14.556.330-5
Profesión: Ingeniero Eléctrico.
Fecha nombramiento: 1 de septiembre de 2021.
Fecha de ingreso: 12 de junio de 2000.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 14 de enero de 1976.



Marcelo Antonio Matus Castro
Gerente de Transmisión

Rut: 11.364.868-6
Profesión: Ingeniero Eléctrico.
Fecha nombramiento: 17 de diciembre de 2018.
Fecha de ingreso: 1 de septiembre de 2013.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 19 de febrero de 1969.



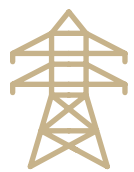
Raúl González Rojas
Gerente de Negocios no Regulados

Rut: 7.741.108-9
Profesión: Ingeniero Civil Eléctrico
Fecha nombramiento: 1 de septiembre 2021
Fecha de ingreso: 10 de septiembre de 2012
Nacionalidad: chilena.
Fecha de nacimiento: 31 de octubre de 1958.

*a la fecha del cierre de este documento, se informa que el día 31 de enero de 2026 dejó el cargo y fue sucedido por Charles Naylor



OTROS EJECUTIVOS



Paolo Rodríguez Pinochet
Gerente de Proyectos de Distribución

Rut: 13.199.851-1
Profesión: Ingeniero Eléctrico.
Fecha nombramiento: 1 de diciembre de 2018.
Fecha de ingreso: 01 de julio 2011.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 16 de agosto de 1977.



Diego Moenne-Loccoz
Gerente de Explotación

Rut: 12.708.537-4
Profesión: Contador Público y Auditor.
Fecha nombramiento: 1 de enero de 2018.
Fecha de ingreso: 1 de mayo de 1999.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 11 de marzo de 1974.



Daniel Gómez Sagner
Gerente Desarrollo Operacional

Rut: 15.287.886-9
Profesión: Ingeniero Civil Electricista
Fecha nombramiento: 1 de septiembre de 2024
Fecha de ingreso: 1 de septiembre de 2024
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 20 de agosto de 1982



Patricio Saglie Castillo
Gerente Explotación Transmisión

Rut: 12.946.254-K
Profesión: Ingeniero Electricista
Fecha nombramiento: 1 de marzo de 2024
Fecha de ingreso: 1 de julio de 2015
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 6 de mayo de 1976



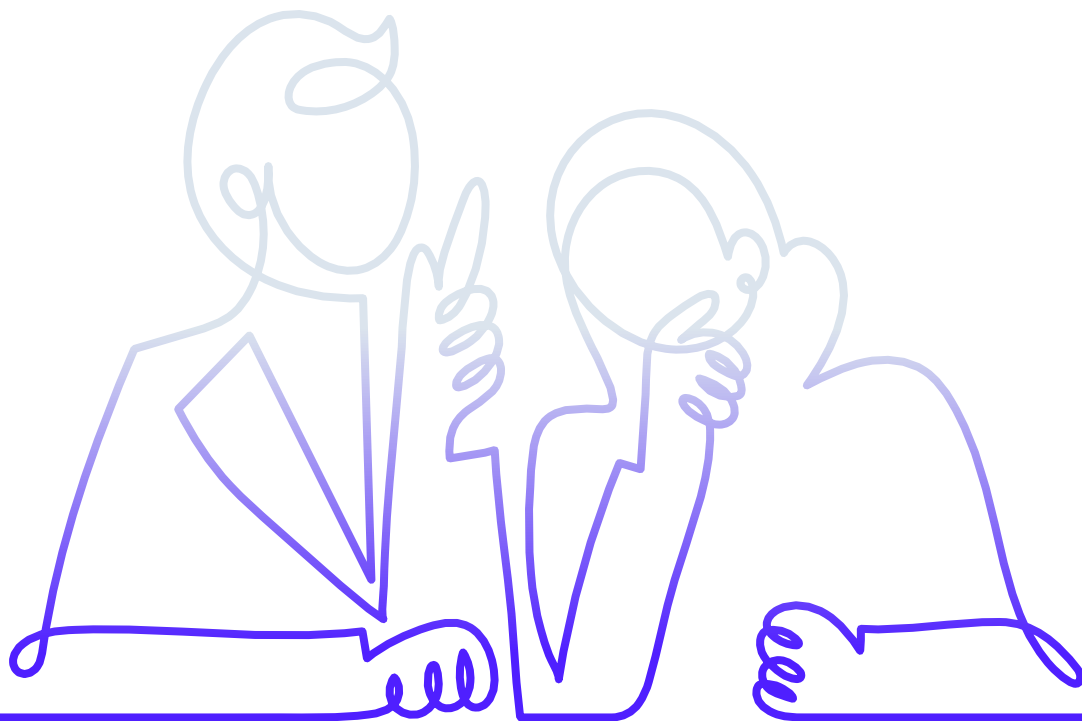
Mauricio Núñez Villalobos
Gerente de Finanzas

Rut: 15.364.050-5
Profesión: Ingeniero Civil Industrial.
Fecha nombramiento: 1 de marzo de 2022.
Fecha de ingreso: 17 de agosto de 2015.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 15 de marzo 1982.



María Loreto Eleonor Berroeta Díaz
Directora de Auditoría Interna

Rut: 13.524.723-5
Profesión: Ingeniera Civil.
Fecha nombramiento: 19 de junio de 2023.
Fecha de ingreso: 19 de junio de 2023.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 22 de febrero de 1978.



Kandinsky Dintrans Pérez
Gerente Comercial de Transmisión

Rut: 12.468.074-3
Profesión: Ingeniero Civil Eléctrico.
Fecha nombramiento: 1 de febrero de 2023.
Fecha de ingreso: 1 de junio de 2000.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 25 de junio de 1973.



Cristian Suárez Morales
Gerente Proyectos Transmisión Sur

Rut: 14.405.095-9
Profesión: Ingeniero Industrial y Eléctrico
Fecha nombramiento: 1 de marzo de 2024
Fecha de ingreso: 13 de marzo de 2017
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 5 de marzo de 1979.



Sergio Sánchez Ríos
Gerente Tecnología de la Información

Rut: 13.257.722-6
Profesión: Ingeniero en Informática.
Fecha nombramiento: 23 de marzo de 2020.
Fecha de ingreso: 23 de marzo 2022.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 13 de febrero de 1980.



Alondra Leal Maldonado
Gerente de Asuntos Corporativos y Sustentabilidad

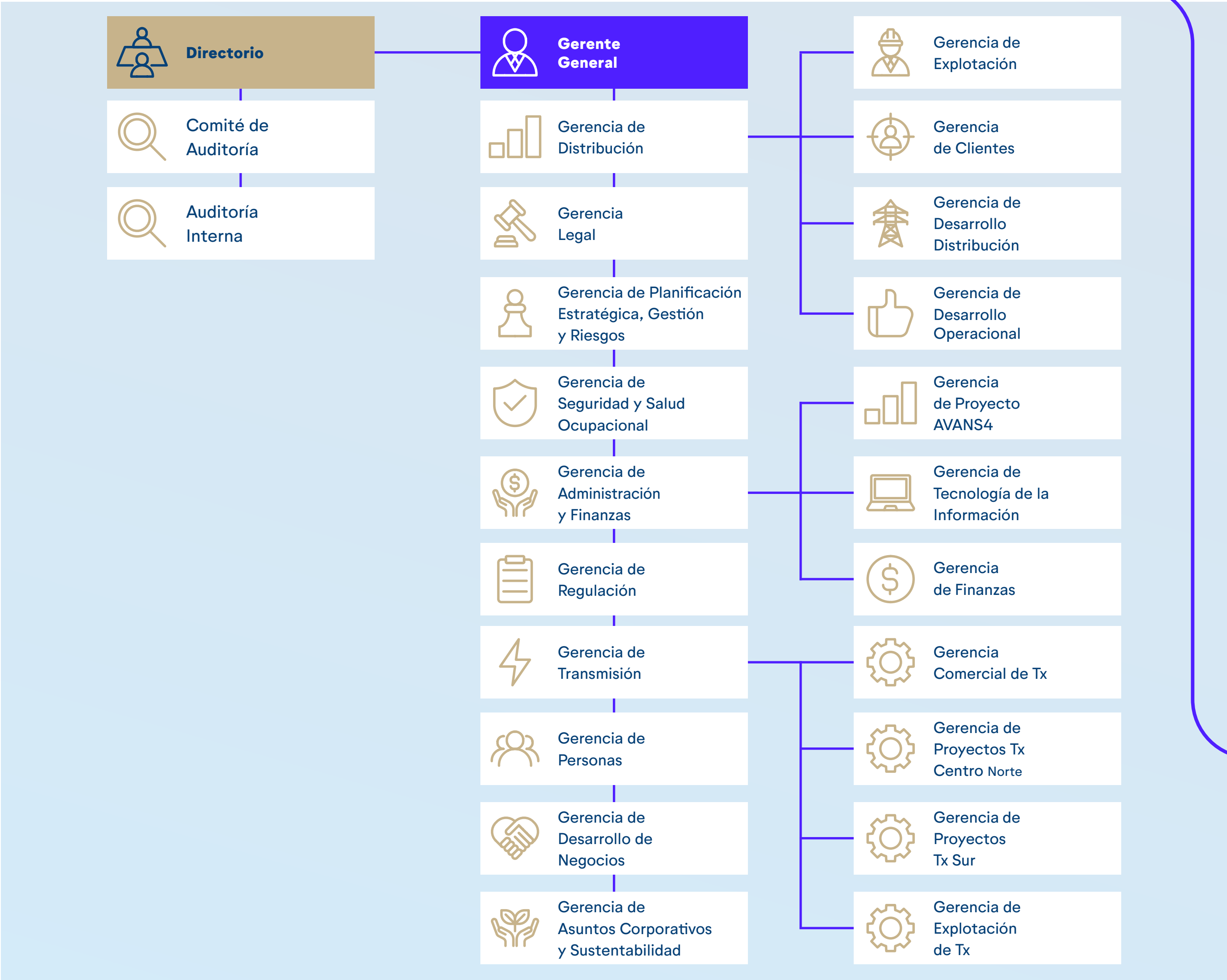
Rut: 12.421.730-K
Profesión: Ingeniera Comercial.
Fecha nombramiento: 1 de junio de 2023.
Fecha de ingreso: 15 de julio de 1997.
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 25 de diciembre de 1972



Cristian Vivanco Céspedes
Gerente Proyectos Transmisión Centro Norte

Rut: 13.683.570-K
Profesión: Ingeniero Civil Electricista
Fecha nombramiento: 1 de marzo de 2024
Fecha de ingreso: 6 de mayo de 2019
Nacionalidad: Chilena.
Fecha de nacimiento: 28 de septiembre de 1979

ORGANIGRAMA



REMUNERACIÓN EQUIPO EJECUTIVO

La Compañía no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella. Sin embargo, sus filiales tienen 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.



PARTICIPACIÓN EJECUTIVOS EN LA PROPIEDAD DE LA COMPAÑÍA

Según el registro de accionistas al 31 de diciembre de 2025, ni 2024, ninguno de los directores ni ejecutivos principales, presentaba propiedad, ni directa ni indirectamente, sobre la Compañía y sus filiales. Además, en el período comprendido entre el 1 de enero de 2025 y el 31 de diciembre de 2025, y el mismo período de 2024, ninguno de los directores vigentes ni de los ejecutivos principales realizó transacciones de acciones de la Sociedad.



REMUNERACIONES COMITÉ EJECUTIVO

En el ejercicio 2025 el Comité Ejecutivo recibió por compensaciones fijas un monto de MM\$ 8.496 (MM\$ 7.051 en 2024) y por incentivos variables un monto de MM\$ 3.467 (MM\$ 3.580 en 2024), lo que suma un total de MM\$ 11.963 en 2025 y MM\$ 10.631 en 2024.



INDEMNIZACIONES PAGADAS A LOS GERENTES Y EJECUTIVOS PRINCIPALES

En 2025 no hubo indemnizaciones a ejecutivos y en 2024 ascendió a MM\$721.



PLANES DE COMPENSACIÓN

Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción: no existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción.

COMPLIANCE DEL GRUPO SAESA

El Compliance se concibe como un pilar estratégico que trasciende el cumplimiento normativo, orientándose a la consolidación de una cultura de integridad corporativa.

La gestión se sustenta en principios éticos fundamentales —honestidad, respeto y equidad— que guían la forma de operar y el relacionamiento con colaboradores y terceros.

Para fortalecer esta cultura, se establecen expectativas claras de conducta ética y cumplimiento, respaldadas por gobernanza y mecanismos de supervisión. Este enfoque promueve un entorno de buenas prácticas y transparencia, entendiendo el actuar íntegro como un elemento esencial para el desarrollo sostenible.

Desde 2017, se implementa un Sistema de Gestión de Compliance que integra políticas, procedimientos e iniciativas orientadas al cumplimiento de la legislación vigente y a la prevención de conductas con potencial impacto legal o penal. Este sistema se alinea con las Normas de Integridad y la Política de Prevención Penal (Ley N° 20.393), y se ha fortalecido mediante ajustes en estructura y procesos, consolidando un marco ético común.

GOBERNANZA DE LA GESTIÓN DE COMPLIANCE

Órganos de Gobierno	Componentes	Valores
 Directorio	 Modelo de Prevención del Delito	 Integridad y Transparencia
 Equipo Ejecutivo	 Sistema de Gestión de Compliance	 Seguridad y Bienestar
 Comité de Integridad	 Normas de Integridad	 Foco en el cliente
 Área de Compliance	 Políticas, normas y procedimientos	 Excelencia
 Sujeto Responsable del Modelo de Prevención de Delitos		 Eficiencia
		 Sostenibilidad
		 Actitud Innovadora



ÓRGANOS DE GOBIERNO

El Directorio de las empresas del Grupo Saesa ha designado y aprobado la gobernanza del Área de Compliance integrada por un Compliance Officer, un Jefe de Compliance y dos Abogados de Compliance, dotándolos de recursos y medios necesarios para desarrollar sus funciones y haciendo seguimiento de los avances del programa.

COMITÉ DE INTEGRIDAD

Fija las directrices de la empresa en este ámbito y vela por el estricto cumplimiento de las Normas de Integridad o Código de Conducta.

Comité de Integridad

- **Sebastián Sáez Rees**
Gerente Legal & Compliance Officer
- **Loreto Berroeta Díaz**
Auditora General
- **Gabriela Obregón Siegmund**
Jefe de Compliance

PROGRAMA DE COMPLIANCE

El Programa se estructura en dos pilares: liderazgo interno (cultura de valores, buen gobierno corporativo, transparencia e integridad) y un enfoque basado en gestión de riesgos (identificación de vulnerabilidades y definición de medidas de prevención, mitigación o remediación).

Vela por el cumplimiento legal y normativo, y por la aplicación de políticas y procedimientos internos alineados con estándares internacionales, fortaleciendo el actuar ético, el cumplimiento y la autorregulación. Su implementación se refuerza mediante capacitaciones periódicas, comunicación de principios y conductas esperadas, y un diseño integral para consolidar comportamientos de cumplimiento en todos los niveles.

El compromiso de la Alta Dirección es clave para asegurar el logro de los objetivos del Programa y su integración efectiva en la actuación cotidiana.

SISTEMA DE GESTIÓN DE CUMPLIMIENTO

El Área de Compliance cuenta con un Sistema de Gestión de Cumplimiento como herramienta central para la implementación de buenas prácticas en ámbitos relevantes y donde la gestión eficiente de riesgos lo aconseje. A continuación, se mantiene el listado de políticas, normas, procedimientos y canales de denuncia.

Comité de Integridad

Roles	Responsabilidades	Dependencia
 Compliance Officer	• Responsable de diseñar un sistema de gestión integral para evaluar y gestionar las conductas de cumplimiento dentro de la Compañía, vinculados con la estructura de integridad corporativa que el Grupo Saesa ha definido. • Promover la elaboración de políticas, procedimientos y buenas prácticas en todos los ámbitos en los que la evaluación eficiente de riesgos así lo aconseje. • Es a su vez, responsable de la Política Compliance y de las políticas y/o procedimientos complementarios, miembro del Comité de Integridad y Asesor Ético de las empresas del Grupo Saesa.	• El Compliance Officer, quien en dicho rol depende funcionalmente del Directorio, cuenta con los adecuados recursos, competencias y posición, y está dotado de autoridad e independencia. • Tiene acceso directo y expedito al Directorio y al Comité de Integridad, tanto para su reporte de seguimiento, como para el evento en que se produzcan contingencias o asuntos que deban ser atendidos a esos niveles. • Dicho nombramiento recae en el Gerente Legal don Sebastián Sáez Rees, quien ejercerá la doble función.
 Jefe de Compliance	• Es responsable de diseñar, implementar y monitorear el Programa de Compliance, evaluando y gestionando los riesgos de cumplimiento legal al interior de la organización; promoviendo una conducta ética y de cumplimiento de: normas, reglamentos, principios y estándares, que rigen la forma en que la organización debe llevar a cabo sus negocios. • Dirige y ejecuta a su vez, el proceso de capacitación y difusión de buenas prácticas corporativas a los trabajadores y colaboradores.	• Es designado por Grupo Saesa.



POLÍTICAS Y NORMAS



Normas de Integridad

Las Normas de Integridad o Código de Ética, se aplican a todos los Directores, colaboradores y proveedores sin excepción. Todos ellos tienen la obligación de entender y cumplir estas normas que constituyen un conjunto de expectativas comunes de conducta. Las Normas han sido concebidas para ofrecer garantías razonables de que, al llevar a cabo los negocios de las empresas, estas personas se comporten con sujeción a estrictos principios éticos, de transparencia e integridad y al cumplimiento de la normativa legal aplicable, y que no se aprovechen de sus contrapartes en beneficio propio a través de la manipulación, el abuso de información confidencial o el falseamiento de hechos relevantes.



Política – Prevención Penal
Ley 20.393

La Política de Prevención Penal de la Ley N.º20.393, establece los lineamientos y directrices para implementar una forma de organización corporativa que evite la comisión de cualquier tipo de delito y, especialmente, aquellos establecidos en la Ley N° 20.393, por parte de los colaboradores de la Compañía o de ciertos terceros que, de acuerdo con la ley, pueden traspasar responsabilidad penal a la Sociedad. Su propósito central no es solo disuadir este tipo de conductas, sino también implementar de manera efectiva un Modelo de Prevención que permita eximir de responsabilidad penal a la Compañía, conforme a su objeto social, tamaño, complejidad, recursos y actividades, tal como lo establece el artículo 4º de la ley.

El objetivo específico de la Política no es solo disuadir la comisión de delitos sino, muy especialmente, implementar de forma efectiva un Modelo de Prevención, adecuado para los efectos de eximir de responsabilidad penal a la Compañía en la medida exigible a su objeto social, giro, tamaño, complejidad, recursos y a las actividades que desarrolla, según lo establecido en el artículo 4º de la Ley N° 20.393, y de este modo, evitar que la perpetración de un hecho delictivo se vea favorecido o facilitado por la falta de un modelo de tales características.



Programa de Compliance

El Programa de Compliance reúne las políticas, procedimientos, acciones e iniciativas organizacionales cuyo fin es la implementación de buenas prácticas y contiene los elementos para diligenciar eficientemente el Sistema de Gestión de Compliance. Establece, además, lineamientos básicos en relación con:

Anticorrupción
Libre competencia y mercado
Medioambiente y sostenibilidad
Derechos Humanos
Trabajo Infantil
Trabajo Forzoso
Afiliación sindical

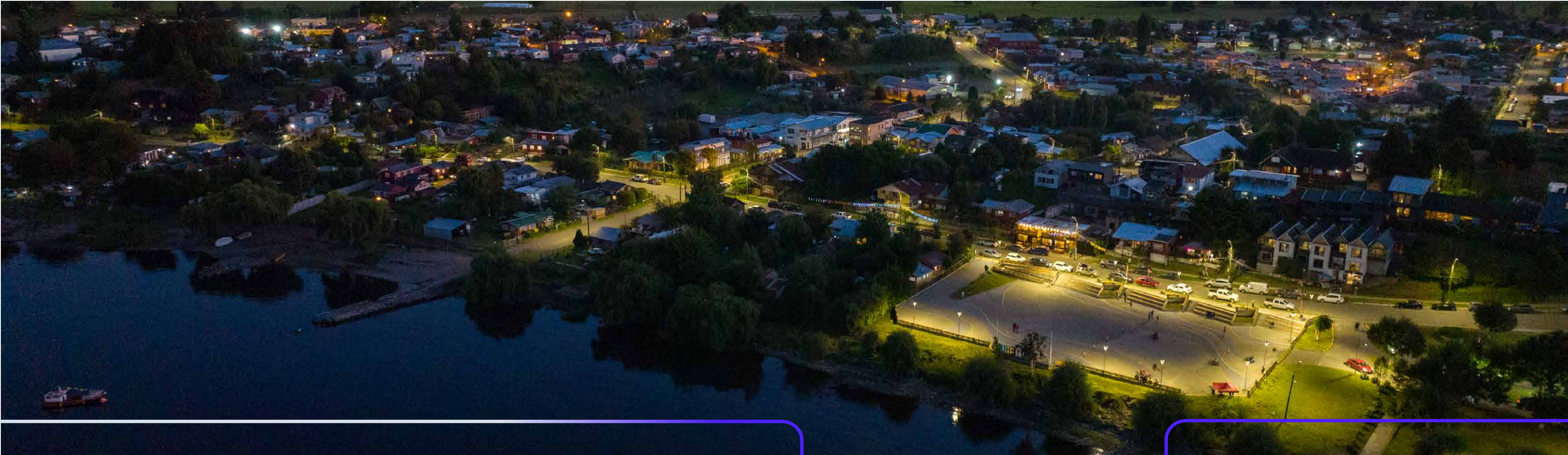
El Programa de Compliance fue actualizado el 11 de agosto de 2025.



Política – Compliance

Orienta y entrega pautas para el cumplimiento de la legislación y la aplicación de los principios establecidos en esta materia, definiendo qué exigir a los colaboradores y socios comerciales, con el fin de promover la confianza, transparencia, integridad y responsabilidad interna de cara al mercado. Sus disposiciones son imperativas y de conocimiento obligado para todos en el Grupo. El alcance de la Política de Compliance considera entre otros: Normativa propia del gobierno corporativo, Normativa de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), Ley N.º20.393 sobre responsabilidad penal de las personas jurídicas, Normas de Integridad o Código de Conducta, y normativas en las siguientes materias; medioambiental, defensa de la libre competencia, relación laboral entre empleadores y trabajadores, propiedad intelectual, protección de datos personales, seguridad de la información y ciberseguridad. Todos los nuevos aspectos que en el futuro se determine regular, serán incorporados a esta política y abordados de forma progresiva en el Programa de Compliance del Grupo Saesa.

La Política de Compliance fue actualizada el 25 de noviembre de 2025.



Política – Anticorrupción

Su objeto es guiar a los colaboradores, orientándolos en cuanto a la manera de actuar y comportarse al momento de relacionarse entre ellos y con terceros, incluidos especialmente socios comerciales y funcionarios públicos.

La Política Anticorrupción fue actualizada el 25 de noviembre de 2025.



Manual – Ley del Lobby

El objetivo del manual es dar a conocer de forma clara y precisa todos aquellos aspectos y situaciones que contempla la Ley de Lobby, su reglamento, leyes y normas complementarias, de tal manera de asegurar que el contacto entre directores, ejecutivos, trabajadores, asesores y consultores con funcionarios públicos y/o autoridades sea realizado en conformidad a los principios de integridad y transparencia².

El Manual de la Ley del Lobby fue actualizado el 28 de noviembre de 2025.

² Ley 20.730 que regula el lobby y las gestiones de intereses particulares ante las autoridades y funcionarios.



Política – Protección de Datos Personales

Este punto se detalla en el Capítulo de Riesgos: Riesgos de Seguridad Información.



Política – Contratación con Personas Expuestas Políticamente (PEP)

Tiene por objeto normar el marco de relación y operación entre las empresas del Grupo Saesa y futuros trabajadores, proveedores de bienes y servicios, contrapartes comerciales y clientes libres que correspondan a la categoría de Personas Expuestas Políticamente (PEP), permitiendo un adecuado proceso de identificación y gestión del riesgo y, al mismo tiempo, asegurando que en ningún momento se otorgue a estas personas un trato más favorable que el que, en las mismas circunstancias, se le daría al resto de los trabajadores, proveedores, contrapartes comerciales y clientes libres que no se encuentren en esta categoría.



Política – Aportes a la Comunidad

Establece pautas y parámetros para efectos de regular las solicitudes de donaciones y auspicios, como apoyo a actividades de distinta naturaleza, tales como culturales, artísticas, deportivas, entre otras, sean estas públicas o privadas.

El 2025 se inició el proceso de actualización de la Política de Aportes a la Comunidad.



Política – Regalos, Invitaciones y Viajes

Establece reglas para evitar la concurrencia de supuestos que pueden dar origen a conflictos de interés o ser considerados como constitutivos de los delitos de cohecho y corrupción entre particulares por el hecho de dar, recibir o solicitar obsequios, situaciones que pueden exponer a graves consecuencias jurídicas tanto al Grupo Saesa como a sus trabajadores y contratistas.



Manual – Cumplimiento de la Normativa de Defensa de la Libre Competencia

Como parte del compromiso del Grupo Saesa con la defensa de la libre competencia, la Gerencia Legal y el área de Compliance han confeccionado el Manual de Cumplimiento de la Normativa de Defensa de la Libre Competencia.

Este Manual está dirigido a todos los colaboradores del Grupo Saesa y tiene los siguientes objetivos: Informar acerca de las nociones generales sobre la defensa de la libre competencia; Transmitir los aspectos más importantes de las normas y principios legales destinados a proteger y promover la competencia en los mercados; Entregar recomendaciones sobre cómo actuar en aquellas situaciones en que pueda presentarse un riesgo de cometer conductas anticompetitivas; Llamar la atención sobre aquellas situaciones especialmente riesgosas; Dar a conocer los canales de consulta y denuncia interna en la materia.



Política – Libre Competencia

El Grupo llama a cada uno de sus colaboradores –comprendiendo a los directores, ejecutivos, trabajadores, empleados dependientes de contratistas, asesores y consultores–, a hacer propio el compromiso de defensa y promoción de la libre competencia. Este compromiso se vive conociendo y cumpliendo los lineamientos contenidos en el Manual de Cumplimiento de la Normativa de la Defensa de la Libre Competencia del Grupo Saesa y en esta política.

La Política de Libre Competencia fue actualizada el 25 de noviembre de 2025.



Actitud del Grupo frente a la defensa de la libre competencia

Grupo Saesa tiene un compromiso real e irrestricto para dar cumplimiento a todas las normas que protegen la libre competencia, rechazando enérgicamente todas aquellas conductas anticompetitivas, así fomenta un ambiente y cultura empresarial que promueva las buenas prácticas corporativas que deben seguirse al respecto.



Política – Conflictos de Intereses

El objetivo es regular aquellas situaciones en que un trabajador del Grupo Saesa, en razón de su cargo, función o posición, pueda participar, decidir o influenciar asuntos de la empresa en que tenga un interés personal comprometido. Estas normas se aplican a directores, ejecutivos, trabajadores, contratistas y sus dependientes y a los asesores del Grupo Saesa, quienes deben evitar conflictos de intereses entre sus actividades privadas y los intereses comerciales de la Compañía.

La Política de Conflictos de Intereses fue actualizada el 11 de agosto de 2025.



Política – Antifraude

Establece los mecanismos para prevenir, detectar y tratar en forma oportuna los eventos de fraude en el Grupo Saesa y, al mismo tiempo, direccionar el marco normativo y el sistema de control interno para mitigar el riesgo, a través de un adecuado proceso de identificación e implementación de controles.

La Política Antifraude fue actualizada el 11 de agosto de 2025.



Protocolo de Prevención y Procedimiento de Investigación y Sanción del Acoso Sexual, Laboral y de Violencia en el Trabajo y de Género

En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley N.º 21.643, más conocida como “Ley Karin”, durante el 2024 la Compañía elaboró e implementó un Protocolo de prevención, y un procedimiento de investigación y sanción del acoso sexual, laboral y de violencia en el trabajo y de género (en adelante “Protocolo Ley Karin” o simplemente “el Protocolo”). El protocolo tiene como propósito crear y mantener entornos laborales seguros y libres de violencia, promoviendo el buen trato, la igualdad con perspectiva de género y la prevención de situaciones de acoso sexual, laboral y de violencia en el trabajo y de género.

Son los colaboradores del Grupo Saesa, con independencia del cargo o posición, nivel jerárquico, relación contractual o cualquier otra distinción, los sujetos protegidos, y respecto de los cuales, frente a conductas prohibidas por el legislador, la compañía deberá adoptar las medidas de prevención y eventualmente las medidas de mitigación y/o las sanciones correspondientes.

Conforme la obligación dispuesta en la propia ley, durante el 2025 el Protocolo fue revisado y actualizado por el área de Compliance contando para ello con asesoría externa especializada.



Plan de Capacitaciones sobre Ley Karin

Durante el 2025 el área de Compliance realizó 10 capacitaciones sobre los aspectos relevantes de Ley Karin y el Protocolo de Prevención publicado por la Compañía. El plan contempló la realización de un curso en formato e-learning dirigido a todos los trabajadores internos el cual alcanzó una tasa de respuesta del 99%. En total más de 1.986 personas recibieron formación en la materia.

Finalmente, se aplicó un plan de difusión y sensibilización a todo nivel a través de mailings informativos, infografías y videos que fueron difundidos tanto a trabajadores propios como contratistas.



Denuncias Ley Karin

Durante el 2025 han ingresado las siguientes denuncias relacionadas con acoso sexual, laboral y violencia en el trabajo y de género:

Denuncias de acoso sexual	1
Denuncias de acoso laboral	21
Denuncias de violencia en el trabajo	1
Total denuncias	23
Denuncias presentadas por hombres	15
Denuncias presentadas por mujeres	2
Denuncias presentadas anónimamente	6
Denuncias presentadas por personas identificadas con otro género	0
Total denuncias	23
Denuncias presentadas ante la Empresa	23
Denuncias presentadas ante la Dirección del Trabajo	0
Total denuncias	23

Cabe aclarar que la mayoría de las denuncias ingresadas no cumplieron con el estándar exigido por la Ley Karin para iniciar un procedimiento de investigación conforme al Protocolo y a la Ley (denuncias anónimas, sin antecedentes suficientes, presentadas por un tercero sin ratificación del afectado, etc.), por lo que fueron investigadas de acuerdo con el procedimiento general de investigación establecido por el Comité de Integridad.

Del total de denuncias, solo 4 de ellas cumplieron con estándar legal exigido y se investigaron conforme el Protocolo de la Karin, siendo informadas oportunamente a la Dirección del Trabajo. Dado que las denuncias son anónimas no es factible hacer una separación por sociedad y se consolidan todas a nivel de Grupo Saesa.

CANAL DE CONSULTAS Y DENUNCIAS



Jefaturas: Los gerentes, jefaturas y supervisores son la primera fuente de orientación y el canal inicial más apropiado para que los colaboradores, proveedores y, en general cualquier persona, planteen sus dudas e inquietudes respecto del cumplimiento de las leyes, las Normas de Integridad o los principios éticos.



Comité de Integridad: Si conversar con la jefatura no resulta factible, el colaborador o proveedor (así como cualquier tercero) puede comunicarse con cualquiera de los miembros del Comité de Integridad, ya sea en forma presencial, a través del correo comite.integridad@saesa.cl o bien, utilizando los medios de contacto disponibles en la plataforma Facilita, como correo electrónico o teléfono.



Plataforma web de integridad corporativa: La compañía ha puesto a disposición de todos los colaboradores, proveedores y terceros la Plataforma Web de Integridad Corporativa disponible en el siguiente enlace <https://saesa.integridadcorporativa.cl/> a través de cual pueden ingresar todas sus consultas y denuncias. A la plataforma se puede acceder directamente o bien a través de los banners dispuestos en el sitio web corporativo de Grupo Saesa y sus distribuidoras, intranet y plataforma Facilita. Este canal es administrado por un tercero ajeno a la organización y permite el anonimato del denunciante, asegurando absoluta reserva y confidencialidad.

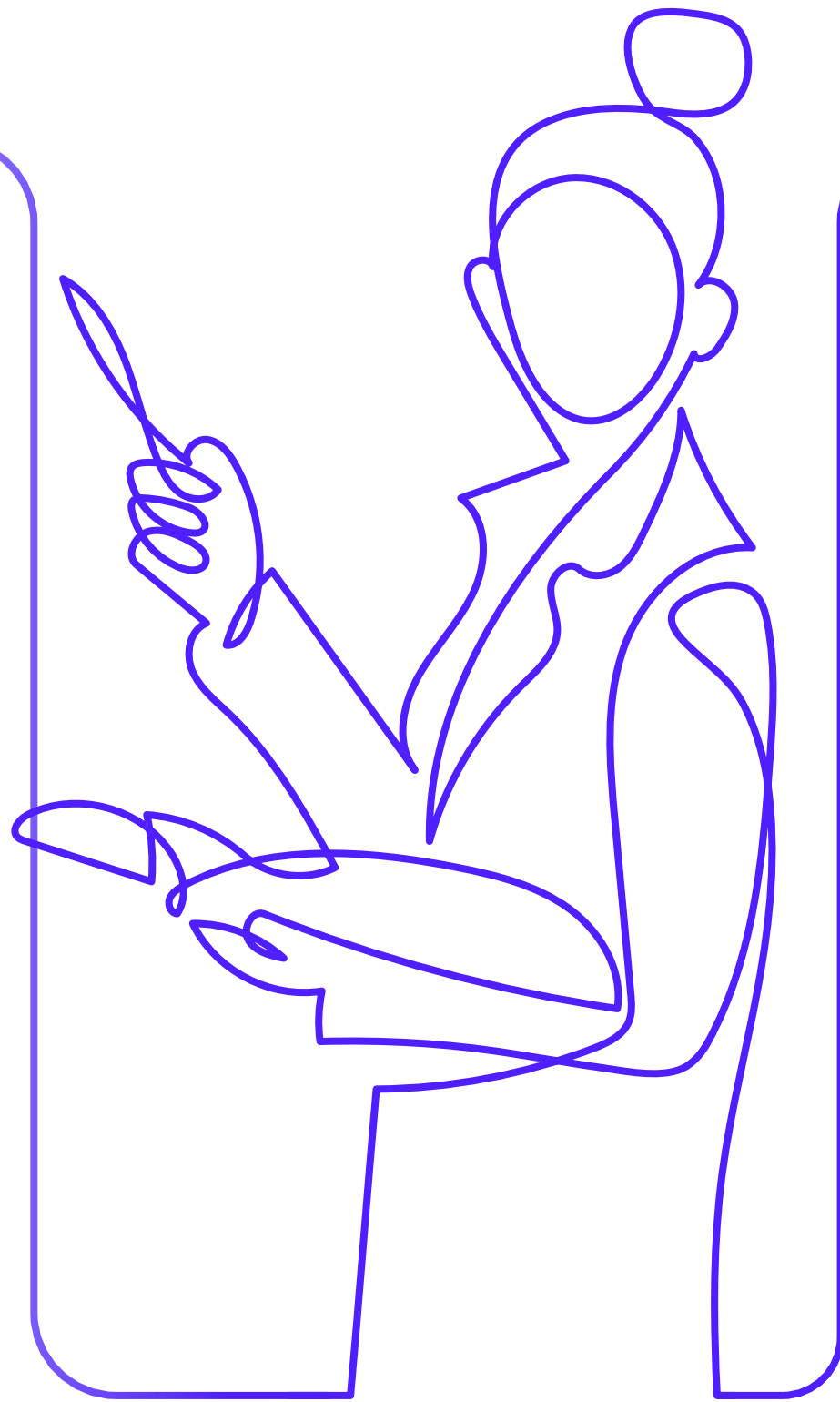
Estos canales constituyen un recurso valioso puesto a disposición de todos los colaboradores, proveedores y terceros en general.

Tienen el fin de brindar la orientación necesaria respecto de cualquier inquietud relacionada con el cumplimiento de los principios éticos contemplados en las Normas de Integridad y recibir las denuncias que darán paso a una investigación acuciosa, justa y confidencial en la que, además, rige el principio de “no represalias”.

DIFUSIÓN Y CULTURA

El Programa de Compliance y todos los documentos que lo complementan estarán disponibles para todos los colaboradores en intranet (Plataforma GESPRO), en la página web corporativa www.gruposaesa.cl, y en la plataforma de integridad <https://saesa.integridadcorporativa.cl/>.

La comunicación interna se realizará con el apoyo de la Gerencia de Personas, por todos los medios con que cuenta la empresa, tales como intranet Mundo Saesa, canal Saesa Informa, correos electrónicos masivos, videos, infografías, red social Viva Engage, WhatsApp y cualquier otro canal que la compañía implemente, ello con la finalidad de lograr la mayor difusión y buena comprensión de este programa.



CAPACITACIÓN

Anualmente se realizarán capacitaciones que permitan otorgar conocimientos suficientes a todos los colaboradores del Grupo Saesa en estas materias. El Jefe de Compliance mantiene los registros y respaldos de cada capacitación. En la misma línea, todos los colaboradores que se incorporan al Grupo Saesa participan en una inducción que se enfoca en aspectos básicos del Programa de Compliance y otras materias relacionadas. La referida inducción se hace de acuerdo con lo establecido en el procedimiento denominado “Realizar inducción corporativa” y según los lineamientos de la Gerencia de Personas. Las demás capacitaciones se efectúan tanto de manera presencial como virtual. Las capacitaciones virtuales se llevan a cabo según lo dispuesto en el instructivo denominado “Programa Corporativo e-learning”.

Cada colaborador debe realizar capacitaciones o entrenamientos en estas materias a lo menos una vez al año, o cuando los cambios en el Programa de Compliance lo ameriten. La frecuencia y contenidos de las capacitaciones se define de acuerdo a un plan que prepara el Jefe de Compliance en coordinación con la Gerencia de Personas y que es actualizado anualmente.

Grupo Saesa se esfuerza constantemente por asegurar que todos los cursos y capacitaciones obligatorias requeridos por las autoridades sean cumplidos de manera oportuna y efectiva. Durante 2025 se realizaron 45 jornadas de capacitación y se destinaron 10.000 horas de formación aproximadamente.



GESTIÓN DE RIESGOS

GOBERNANZA DE RIESGOS

El riesgo es inherente a la gestión del negocio y se aborda mediante una Política de Gestión Integral de Riesgos común a todas las compañías. Esta política involucra a trabajadores y partes interesadas en un modelo transversal, sustentado en prácticas y procedimientos que permiten identificar, monitorear, gestionar y mitigar riesgos de forma sistemática.

La gestión se alinea con los principios de la norma ISO 31000:2018 y la metodología COSO ERM 2017, que establecen roles y responsabilidades a lo largo de la organización. Este enfoque fortalece el cumplimiento de los objetivos estratégicos, mejora la calidad de la información para la toma de decisiones, asegura el cumplimiento normativo y contribuye a resguardar la reputación corporativa.

A continuación, se presentan los principales elementos de esta metodología.

Marco de Referencia
COSO ERM 2017

Gestión del riesgo empresarial



Misión, visión
y valores clave



Desarrollo de
la estrategia



Formulación de
objetivos de negocio



Implementación
y desempeño



Mejora
del valor

1.

Gobierno y cultura: El Gobierno marca el tono en la entidad, reforzando la importancia de la gestión del riesgo empresarial y estableciendo responsabilidades de supervisión al respecto. La cultura hace referencia a los valores éticos, a los comportamientos deseados y a la comprensión del riesgo en la entidad.

2.

Estrategia y establecimiento de objetivos: La gestión del riesgo empresarial, la estrategia y el establecimiento de objetivos funcionan juntos en el proceso de planificación estratégica. Se establece un apetito al riesgo y se alinea con la estrategia; los objetivos del negocio ponen en práctica la estrategia al tiempo que sirven de base para identificar, evaluar y responder ante el riesgo.

3.

Desempeño: Es necesario identificar y evaluar aquellos riesgos que puedan afectar a la consecución de los objetivos estratégicos y de negocio. Los riesgos se priorizan en función de su gravedad en el contexto del apetito al riesgo. Posteriormente, la organización selecciona las respuestas ante el riesgo y adopta una visión a nivel de cartera con respecto al nivel de riesgo que ha asumido. Los resultados de este proceso se comunican a las principales partes interesadas en el riesgo.

4.

Revisión y monitorización: Al examinar el desempeño de la entidad, una organización puede determinar cómo funcionan los componentes de gestión del riesgo empresarial con el paso del tiempo en un entorno de cambios sustanciales, y qué aspectos son susceptibles de revisar y modificar.

5.

Información, comunicación y reporte: La gestión del riesgo empresarial requiere un proceso continuo de obtención e intercambio de la información necesaria, tanto de fuentes internas como externas, que fluya hacia arriba, hacia abajo y a lo largo de todos los niveles de la organización.

Elementos claves de la Gestión de Riesgo

Actividades aplicadas por Grupo SAESA

 Gobierno y Cultura	 Estrategia y Establecimiento de Objetivos	 Ejecución	 Revisión y Monitorización	 Información, Comunicación y Reporte
• Modelo de Gobernanza de Riesgos • Política Gestión de Riesgos • Roles y Responsabilidades • Competencia Técnica Corporativa de Gestión de riesgo	• Metodología aplicada (ISO 31000) • Procesos y manuales • Vinculación Plan Estratégico	• Levantamientos de riesgos con Ejecutivos	• Informe mensual de avance de planes de mitigación • Sistema de Gestión de Riesgos (Global Suite) • Panel de indicadores o KRI	• Análisis trimestrales de riesgos • Actualización de riesgos permanentes • Informes al Comité de Directores

OBJETIVOS DE LA GESTIÓN INTEGRAL DE RIESGO

La Gestión Integral de Riesgos busca apoyar el cumplimiento de los objetivos empresariales mediante la minimización de los riesgos, sus impactos y potenciales pérdidas. Para ello, considera: identificación y gestión activa; respuestas integrales; optimización de inversiones en mitigación; e integración en la planificación estratégica y presupuestaria.

Asimismo, establece un enfoque común y transversal, asegurando el monitoreo y reporte periódico al Directorio y al Equipo Ejecutivo de los riesgos definidos anualmente como críticos.

ÓRGANOS DE GOBERNANZA

El monitoreo, supervisión y control es responsabilidad del Directorio, con apoyo del Comité de Riesgos de Directores en sus ámbitos de responsabilidad. Las prácticas del modelo respaldan el cumplimiento de estas funciones y la efectividad de las respuestas frente a riesgos clave priorizados.

Anualmente, en el último trimestre, el Directorio revisa y define los riesgos a monitorear en el periodo siguiente (riesgos críticos estratégicos) y asigna presupuesto para planes de mitigación.

Trimestralmente, la Gerencia de Planificación Estratégica, Gestión y Riesgos elabora un reporte presentado por el Gerente General, con estado actualizado de los riesgos críticos. Para ello, el Área de Gestión de Riesgos recibe retroalimentación de los dueños de riesgos, considerando contexto, avances del plan de mitigación, evolución del riesgo y KRI.

En la reunión mensual del Gerente General con el Directorio se incorpora la revisión de un riesgo específico o temáticas de impacto estratégico; durante 2025 se abordaron, entre otras, pérdidas/hurto de energía, ciberseguridad, electrodependientes y riesgos reputacionales y operacionales.

Complementariamente, opera un Comité de Gestión de Riesgos, que supervisa la ejecución del modelo, evalúa y prioriza el listado de riesgos críticos y propone límites de riesgo tolerables.

Integrantes del Comité de Gestión de Riesgos:

- Gerente de Planificación Estrategia Gestión y Riesgo;
- Gerente Legal;
- Gerente de Administración y Finanzas;
- Gerente de Distribución;
- Gerente de Transmisión.

Tres niveles de gestión del Gobierno de Riesgos

A continuación, se detallan los tres niveles de responsabilidades del Gobierno de Riesgos del Grupo Saesa. En la siguiente infografía se detallan los roles y responsabilidades de los distintos niveles, además de describir los elementos claves de la gestión de riesgos:

Participantes	Roles y responsabilidades de los distintos niveles
Directorio	
Directorio	• Aprobar los niveles de riesgo. • Evaluar la efectividad de la Gestión Integral de Riesgos. • Aprobarla asignación de recursos para mitigar riesgos.
Equipo Ejecutivo	
• Gerente General • Comité de Riesgos Ejecutivo	• Supervisar la ejecución de la gestión integral de riesgos. • Revisar el listado de riesgos críticos y proponer prioridades. • Proponer al Directorio el límite de riesgos tolerables.
Negocio	
• Dueños de los Riesgos • Jefe del Área Gestión de Riesgo • Auditoría Interna	• Gestionar y monitorear la Gestión de Riesgo. • Reportar avances del mismo al Comité de Riesgos y Directorio. • Coordinar y dirigir el levantamiento de riesgos críticos. • Coordinar la evaluación y cuantificación de los riesgos.



Taxonomía de riesgos

Grupo Saesa gestiona sus riesgos según la naturaleza determinada para cada uno, los cuales están divididos en 8 categorías: Estratégicos, Seguridad de la Información, Cumplimiento, Financiero, Proyectos y Operación de Transmisión, Operacionales, Sistemas de Gestión y Ocupacionales.

Cabe mencionar que el vínculo común entre todos estos es que están amparados bajo el ente Estratégico, que debe velar por la correcta ejecución del modelo de gestión de riesgos. En la siguiente infografía se pueden visualizar las principales taxonomías:



Identificación de los Riesgos Críticos Estratégicos



Riesgos Estratégicos

Se define Riesgo Estratégico como todo evento que pueda comprometer la viabilidad del negocio, afectando el cumplimiento de la planificación estratégica o impactando la seguridad de las personas, clientes, patrimonio, imagen corporativa, operación, instalaciones o medioambiente.

Actualmente, los Riesgos Estratégicos se estructuran en siete focos de atención:

- 1. Reputacionales/Comunidad
- 2. Financieros
- 3. Personas
- 4. Operacionales
- 5. Cumplimiento Legal
- 6. Tecnología
- 7. Regulatorio/Largo Plazo

Dentro del ámbito Reputacional/Comunidad se encuentra el Riesgo Medioambiental, monitoreado de manera permanente. Ante brechas de cumplimiento, se definen planes de acción para reducir o mitigar impactos, cuya implementación es supervisada por Compliance y Gestión de Riesgos, y reportada al Directorio.

En materia de cambio climático, este representa uno de los principales desafíos para la sostenibilidad y continuidad del negocio eléctrico. Durante el período, se fortaleció la gestión de riesgos físicos y de transición, en línea con el modelo corporativo de gestión de riesgos, incorporando análisis y planes de mitigación transversales a toda la operación. Como antecedente relevante, durante 2025 se realizaron inversiones superiores a \$12 mil millones en mantenimientos preventivos para resguardar la continuidad del suministro frente a olas de calor y eventos climáticos adversos, a lo que se sumaron más de \$22 mil millones destinados a trabajos de roce y manejo de vegetación.

Los riesgos físicos constituyen un eje central de la gestión, considerando el aumento en la frecuencia e intensidad de eventos climáticos extremos que pueden afectar la continuidad del suministro eléctrico. Fenómenos como altas temperaturas, incendios forestales, vientos y lluvias intensas representan un desafío creciente para la infraestructura y la seguridad operacional.

Para enfrentar estos riesgos, se ha reforzado la infraestructura crítica, actualizado los planes de contingencia y desarrollado más de 50 iniciativas en el marco del Plan de Emergencias Climáticas (PEC). Adicionalmente, se han aplicado estándares internacionales de continuidad operativa (ISO 22301) y evaluaciones de vulnerabilidad climática en instalaciones estratégicas.

Por su parte, el riesgo de transición refleja la exposición a cambios regulatorios, financieros y reputacionales derivados del proceso de descarbonización y del aumento de las exigencias medioambientales. La adaptación a marcos normativos más exigentes, la evolución tecnológica y las crecientes expectativas sociales requieren estrategias de gestión ágiles y con visión de largo plazo.



Entre las principales acciones implementadas destacan el fortalecimiento del cumplimiento normativo, el desarrollo de un Master Plan de Ciberseguridad, la implementación de programas ESG orientados a la sostenibilidad y el fortalecimiento del relacionamiento con comunidades y autoridades.





Riesgos de Seguridad de Información

Estos riesgos abarcan situaciones que pueden afectar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, tanto en Tecnologías de la Información (TI) como en Tecnologías de Operación (TO), siendo la protección de los datos personales un foco prioritario de la gestión.

Durante 2025, el sector eléctrico enfrentó un entorno de ciberamenazas en constante expansión y mayor sofisticación. En este contexto, se alcanzó un hito estratégico con la certificación del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información (SGSI) bajo el estándar ISO/IEC 27001, fortaleciendo significativamente los niveles de madurez y resiliencia. Paralelamente, se profundizó su implementación en las distintas líneas de negocio.

En un marco regulatorio cada vez más exigente, la gestión se alineó con la Ley Marco de Ciberseguridad y con las actualizaciones a la Ley de Protección de Datos Personales, incorporando la privacidad como un pilar del negocio. Asimismo, se mantuvo una participación activa en instancias sectoriales orientadas a la protección de infraestructura crítica.

Con el respaldo del Directorio, el Plan Director de Ciberseguridad permitió robustecer plataformas tecnológicas y procedimientos internos, contribuyendo a la continuidad del servicio y a la protección de la reputación corporativa en un entorno digital cada vez más complejo.



Riesgos de Cumplimiento

Estos riesgos se refieren a la posibilidad de incumplimiento de leyes, regulaciones o normas aplicables, lo que podría derivar en sanciones legales, pérdidas patrimoniales o daños reputacionales. Asimismo, consideran eventuales inobservancias de los mecanismos de autorregulación —políticas, procedimientos y código de conducta— y de los valores de integridad y transparencia, que podrían dar lugar a conductas delictivas o prácticas corruptas o abusivas.

Para su gestión, la compañía cuenta con un Programa de Compliance que integra políticas, procedimientos e iniciativas orientadas a la implementación de buenas prácticas corporativas. Este programa se sustenta en dos pilares: el liderazgo interno, enfocado en fortalecer una cultura de valores, el buen gobierno corporativo, la transparencia y la integridad; y un enfoque basado en la gestión de riesgos, orientado a identificar vulnerabilidades y definir medidas de prevención, mitigación o remediación.

En este contexto, se mantiene un rechazo explícito a las conductas anticompetitivas, promoviendo una cultura empresarial basada en la libre y justa competencia.



Riesgos Financieros

La gestión de riesgos financieros se orienta a cubrir las exposiciones relevantes, siempre que existan instrumentos adecuados y que su costo sea razonable. Entre los principales riesgos financieros se incluyen el riesgo de tipo de cambio, riesgo de liquidez, riesgo de crédito y riesgo inflacionario. Para mayor detalle, se remite a la Nota 4.1 de los Estados Financieros Consolidados.

Riesgos Operacionales

Representan eventos no deseados o incertidumbres con probabilidad de materializarse durante el desarrollo de las actividades o la interacción entre las personas que ejecutan un proceso. Estos riesgos pueden afectar el logro de los objetivos desde las dimensiones financiera, reputacional u operacional.

La gestión de los riesgos operacionales permite mantener estas incertidumbres bajo control mediante el seguimiento sistemático de la aplicación y efectividad de los controles definidos en cada proceso.



Riesgos de Sistemas de Gestión

Representan las incertidumbres derivadas de cambios en el contexto interno o externo de la organización que pueden afectar el cumplimiento de los objetivos definidos para procesos gestionados bajo estándares o normativas internacionales, los cuales contribuyen directamente al logro de los objetivos estratégicos de la organización.

Entre los principales Sistemas de Gestión se incluyen:



Gestión de Activos (ISO 55001): orientada a maximizar el valor de los activos eléctricos y mejorar la rentabilidad de las inversiones.



Seguridad de la Información (ISO 27001): destinada a garantizar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información relevante para la organización.



Sistema de Gestión Integrado (STN): enfocado en asegurar la calidad de los procesos, minimizando riesgos para la seguridad de las personas y el medioambiente.



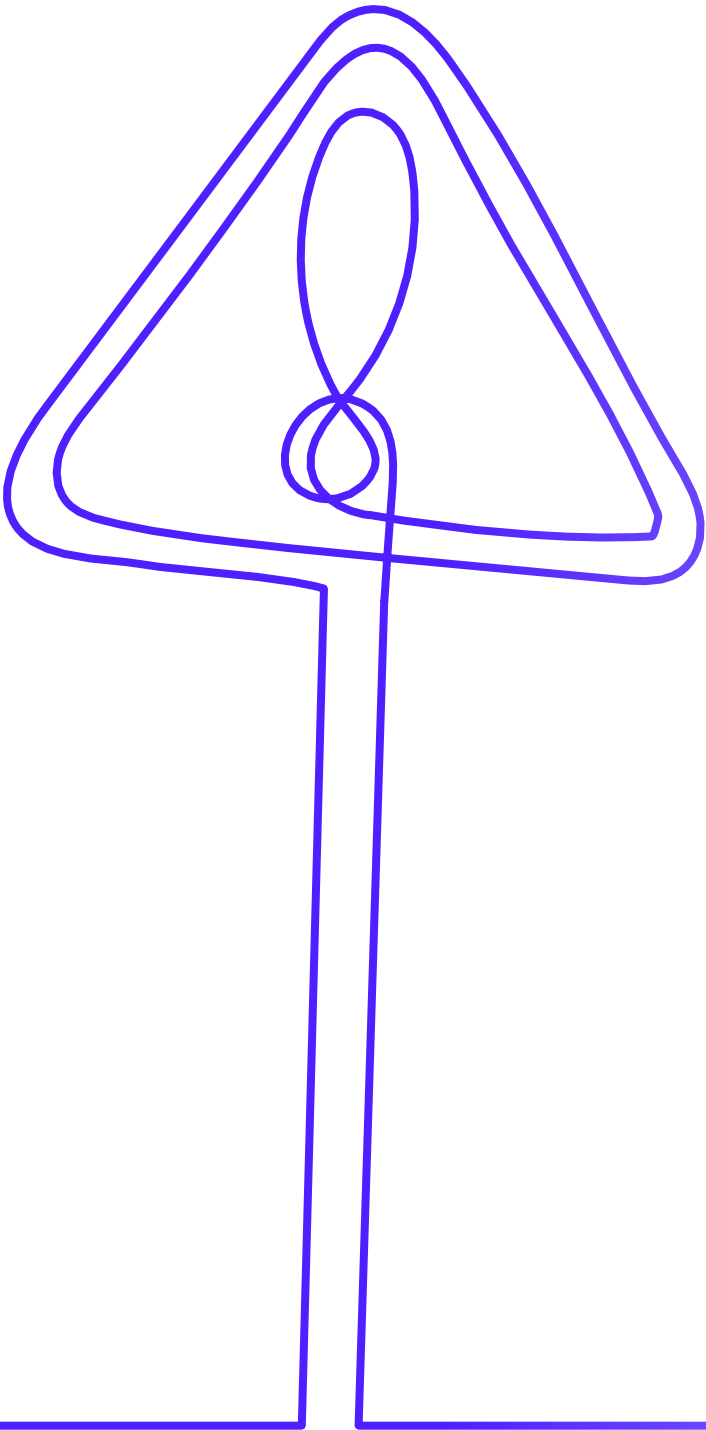
Sistema de Continuidad del Negocio (ISO 22301): orientado a resguardar la continuidad operacional de los procesos críticos frente a eventos disruptivos.



Sistema de Gestión de la Energía (ISO 50001): contribuye al cumplimiento de los objetivos estratégicos asociados a la eficiencia energética, el uso eficiente de la energía y la gestión de pérdidas en la distribución eléctrica.

Entre los principales beneficios de la gestión de riesgos aplicada a los sistemas de gestión se encuentran:

1. Enfrentar de mejor manera las amenazas y vulnerabilidades del entorno.
2. Identificar riesgos y oportunidades.
3. Apoyar una toma de ecisiones más eficiente en la gestión de recursos.
4. Controlar los costos no planificados asociados a proyectos o cambios en los procesos.





Riesgos Ocupacionales

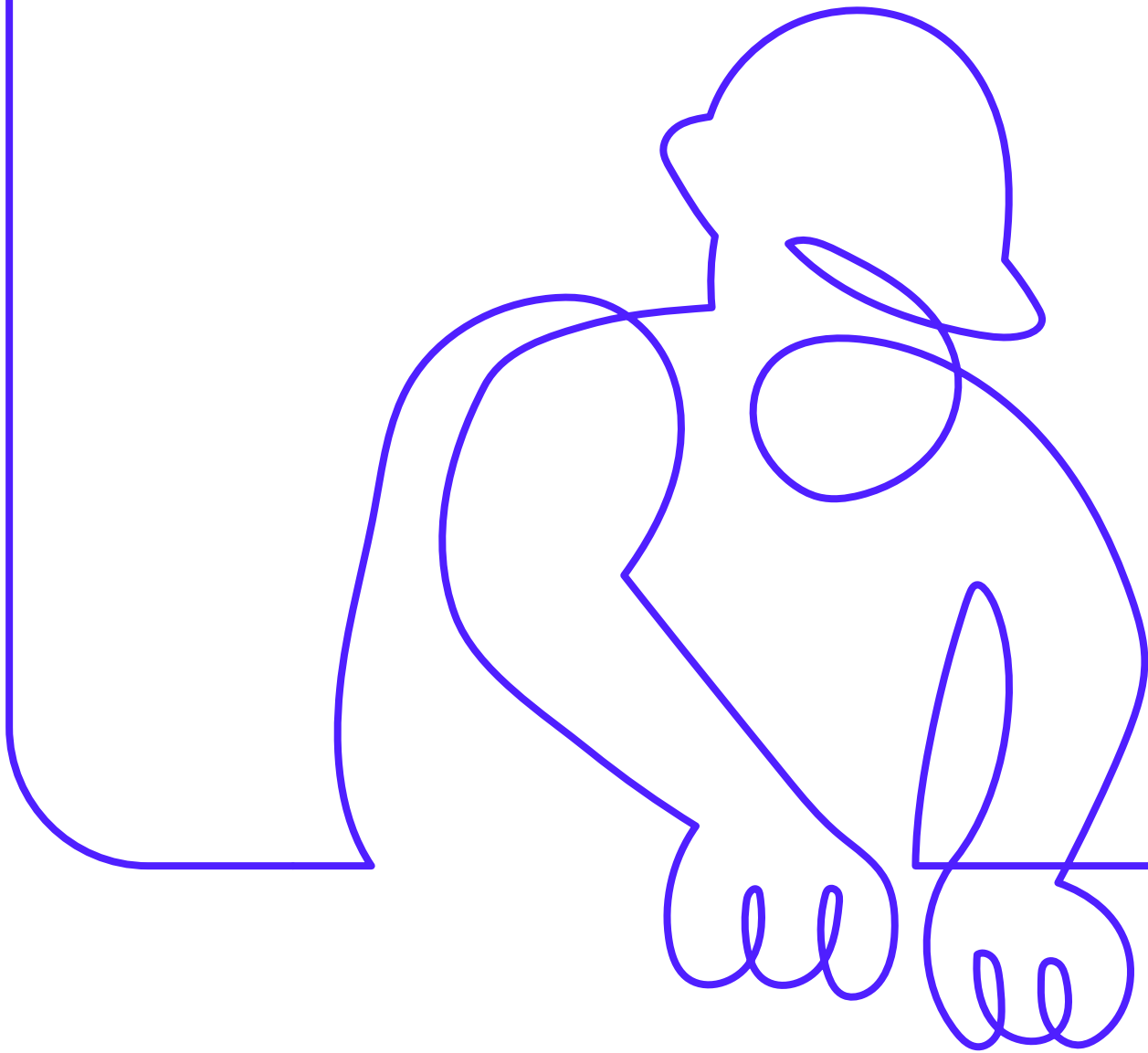
La seguridad y salud de todas las personas vinculadas a la operación constituye una prioridad.

Los riesgos ocupacionales se gestionan de manera preventiva y en estricto cumplimiento de la normativa vigente, incorporando estándares y controles orientados a mejorar continuamente la protección de trabajadores, clientes, proveedores y comunidades.

Riesgos de seguridad y salud de los clientes y público en general: Corresponden a situaciones que podrían afectar la seguridad y salud de las personas que interactúan con las operaciones, incluidos clientes, proveedores y comunidades cercanas. Su gestión se basa en el resguardo permanente de condiciones seguras en instalaciones, equipos y sistemas, así como en el diseño y ejecución de procesos con enfoque preventivo y alineados con buenas prácticas de la industria, con el objetivo de minimizar riesgos y promover una convivencia segura y responsable.

Riesgos de seguridad y salud de los trabajadores, contratistas y proveedores: Los principales riesgos se asocian a labores realizadas en instalaciones y activos operacionales. Para gestionarlos, se aplica un enfoque de cuidado integral, que asegura equipamiento adecuado, capacitación continua e información actualizada sobre requisitos legales, normativos y procedimientos internos.

De manera transversal, se promueve una cultura de seguridad sólida, entendida como un valor esencial del desempeño diario, orientada a la protección de la vida y el bienestar, fortaleciendo la responsabilidad compartida, la confianza y el compromiso con una operación segura y de excelencia.



Gestión de riesgos en Transmisión

El negocio de transmisión enfrenta riesgos similares a los identificados a nivel corporativo, con particularidades por su naturaleza e impacto. En concordancia con ISO 31000:2018, la Gerencia de Transmisión integra activamente la gestión de riesgos en sus procesos, en coordinación con las áreas corporativas responsables, consolidándola como componente esencial de la operación.

Implementación del Área PMO (Project Management Office): asegura identificación, evaluación, tratamiento y seguimiento continuo de riesgos de proyectos, fortaleciendo calidad y trazabilidad, bajo un enfoque alineado con ISO 31000.

Implementación del Área de Procesos Tx: orientada al monitoreo y control de riesgos en proyectos, operaciones, subcontratación y negocio de transmisión, incorporando estándares complementarios (ISO 55001, ISO 27001 y NERC-CIP). Incluye facilitación de procesos de riesgo, capacitación permanente y mejora continua.

Gestión Integral de Activos: Se fortalecieron dos procesos clave:

MOC (Management of Change): permite identificar y gestionar riesgos de manera anticipada frente a cambios relevantes definidos por la Gerencia.

ACR (Análisis de Causa Raíz): orientado al análisis de eventos materializados, principalmente fallas del sistema eléctrico, con el objetivo de reducir la tasa de fallas y mejorar los índices de continuidad del suministro. En 2025 se implementó un módulo informático corporativo para la gestión de ACR, fortaleciendo la trazabilidad de la información y el control de las acciones correctivas, en línea con los principios de transparencia y responsabilidad de la ISO 31000.



Matriz de Riesgo

El Área de Gestión de Riesgos es responsable de coordinar, evaluar y monitorear los riesgos del Grupo, articulando este proceso con los dueños de los riesgos, quienes tienen a su cargo la identificación, evaluación y definición de las acciones de mitigación correspondientes. Esta información se consolida en una matriz de riesgos, estructurada conforme a la taxonomía definida, lo que permite una gestión integral, trazable y alineada con los objetivos estratégicos de la organización.



Cultura de riesgo

La gestión de riesgos se integra de manera sistemática en la toma de decisiones, anticipando y abordando proactivamente amenazas y oportunidades que puedan incidir en objetivos estratégicos y operacionales.

En 2025 se definieron seis competencias técnicas clave para la gestión del negocio, incluyendo la competencia de Gestión de Riesgos, basada en metodologías estructuradas y orientada a una cultura de “cero sorpresas”. Este enfoque busca proteger valor mediante la prevención de eventos adversos y crear valor identificando oportunidades que fortalezcan resiliencia, eficiencia y sostenibilidad.

Se desarrollan de forma permanente iniciativas de formación y concientización (charlas y capacitaciones), ajustadas según prioridades definidas a partir del análisis y tratamiento de riesgos.

Asimismo, se utiliza una plataforma corporativa de gestión de riesgos en todas las líneas de negocio, que automatiza el flujo de trabajo desde identificación y evaluación hasta tratamiento, facilitando trazabilidad y evaluaciones integrales para apoyar decisiones informadas y oportunas.



Evolución del modelo de riesgos

Durante 2025 y 2026 se está implementando una mejora relevante en el modelo de riesgos de la Gerencia de Transmisión, en línea con el Modelo de Gestión de Riesgos Corporativo y con la norma ISO 31000. Este nuevo enfoque fortalece la gestión integral en todas las áreas de la gerencia, incorpora reportes mensuales y establece un proceso estructurado, sistemático y proactivo para la identificación, evaluación y tratamiento de riesgos, contribuyendo a la creación de valor y a la sostenibilidad del negocio.

Madurez del Proceso de Gestión de Riesgos

La organización alcanzó un nivel de madurez Avanzado en Gestión de Riesgos, con una calificación de 4,6 sobre 5, según el Risk Maturity Assessment Model desarrollado por EY. Esta evaluación considera dimensiones clave como la cultura de riesgo, la solidez de los procesos implementados y la capacidad de respuesta frente a escenarios adversos, reflejando un desarrollo consistente y sostenido en esta materia.

Este resultado reafirma el compromiso con estándares de excelencia en la identificación, evaluación y mitigación de riesgos, fortaleciendo una toma de decisiones más informada, oportuna y alineada con la sostenibilidad del negocio.

Asimismo, el equipo de Gestión de Riesgos cuenta con la certificación Manager Risk ISO 31000, otorgada por PECB, lo que valida sus competencias para implementar y administrar un marco de gestión alineado con prácticas internacionales y con un enfoque de mejora continua.

- 051** Estrategia de la Compañía
- 053** Información del Sector
- 054** Negocios de la Compañía
- 070** Otros Negocios
- 072** Líderes en Innovación y Ciberseguridad
- 078** Foco en el cliente
- 081** Resultados Financieros
- 082** Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

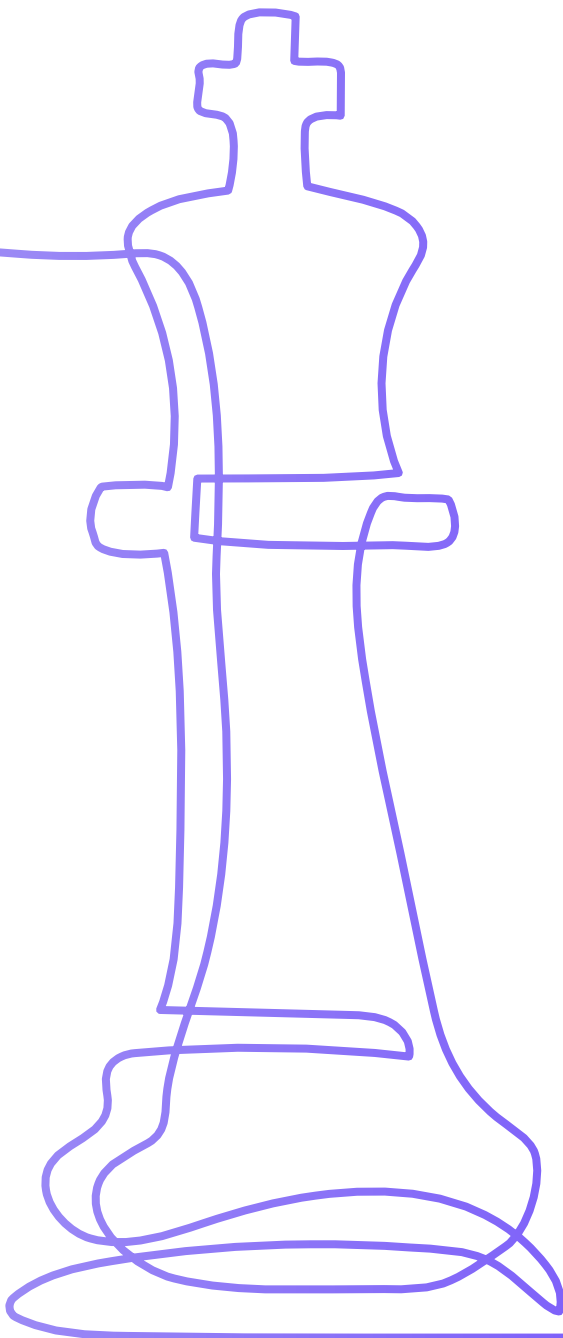


ESTRATEGIA Y NEGOCIOS DE LA COMPAÑÍA

3

ESTRATEGIA DE LA COMPAÑÍA

Grupo Saesa orienta su estrategia a consolidar una posición de liderazgo en la industria energética chilena, contribuyendo al desarrollo de infraestructura crítica y al avance de la transición hacia una matriz energética sostenible.



Tras la finalización de su proceso de planificación estratégica en 2024, la Compañía alineó su gestión en torno a nueve pilares estratégicos, que orientan el desempeño de las distintas gerencias hacia la modernización operativa, la sostenibilidad financiera y la excelencia en la gestión. Con horizonte 2030, la estrategia busca alcanzar estándares superiores en calidad de servicio, eficiencia tecnológica, seguridad y clima organizacional, apoyándose en una gestión de riesgos de clase mundial y en una toma de decisiones basada en datos, como base para una operación robusta y un crecimiento responsable.

En el corto y mediano plazo, la estrategia prioriza la calidad y continuidad del servicio mediante inversiones estructurales, entre las que destacan el plan de soterramiento con horizonte de 12 años y la implementación de medición inteligente, con el objetivo de alcanzar una cobertura del 70% de los clientes. Estas iniciativas, junto con el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión y la digitalización de procesos clave, permiten responder a crecientes exigencias regulatorias y ambientales.

Hacia adelante, la estrategia se proyecta como un habilitador de la descarbonización del sistema energético nacional, integrando la sostenibilidad como un factor de competitividad y resiliencia. En este contexto, el portafolio del Grupo se expande hacia soluciones de energía limpia y tecnologías habilitantes, extendiendo su aporte a la transición energética a sectores industriales intensivos, como la minería, en coherencia con las metas país de carbono neutralidad al 2050 y de alcanzar una matriz eléctrica con 80% de energías renovables al 2030.

IMPULSOS
ESTRATÉGICOS



Fortalecer Cultura y Talentos

Las personas como el motor de la compañía. Modernizar la cultura, adecuada a los tiempos actuales y con una fuerte centralidad en el cliente. Que siga siendo una ventaja competitiva. Asegurar los talentos y el liderazgo de cargos ejecutivos.



Reinventar la Gestión de Clientes

Reinventar la gestión de clientes, aumentando la digitalización, asegurar el entendimiento de las necesidades de un cliente, asegurando propuestas de valor significativas para cada segmento, de manera de ser líderes en gestión de clientes en la industria.



Salto Tecnológico y Digitalización

Dar un salto cuántico tecnológico y de digitalización para posicionar a la organización en un nivel superior, que nos permita dar respuesta a los nuevos requerimientos y soporte a la transición energética.



Fortalecer el Negocio de Transmisión

Asegurar la capacidad de ejecución, operación y crecimiento del negocio, con eficiencia, seguridad y resiliencia, para abordar con éxito el crecimiento.



Asegurar la Operación y Servicio de Clase Mundial

Avanzar a un estándar superior, mediante la integración de tecnologías, mejorando sustancialmente la productividad, la resiliencia y la calidad de servicio al cliente. Además, preparar la compañía para afrontar los retos de la transición energética y del cambio climático.



Garantizar Compliance y Riesgos Legales

Seguir consolidando el compromiso con una gobernanza sólida para proteger la integridad de la empresa, desarrollando las operaciones con los más altos estándares de ética empresarial.



Liderar la Agenda Regulatoria

Ser un actor relevante en el desarrollo sostenible de la agenda regulatoria energética chilena y percibida como una empresa líder de la industria.



Asegurar el Crecimiento

Asegurar y consolidar el crecimiento de la compañía.



Potenciar Productividad y Gestión Corporativa

Llevar al óptimo la estructura administrativa y de sociedades, fortaleciendo los procesos para respaldar el crecimiento y la expansión de manera eficiente y sostenible.





NEGOCIOS DE LA COMPAÑÍA

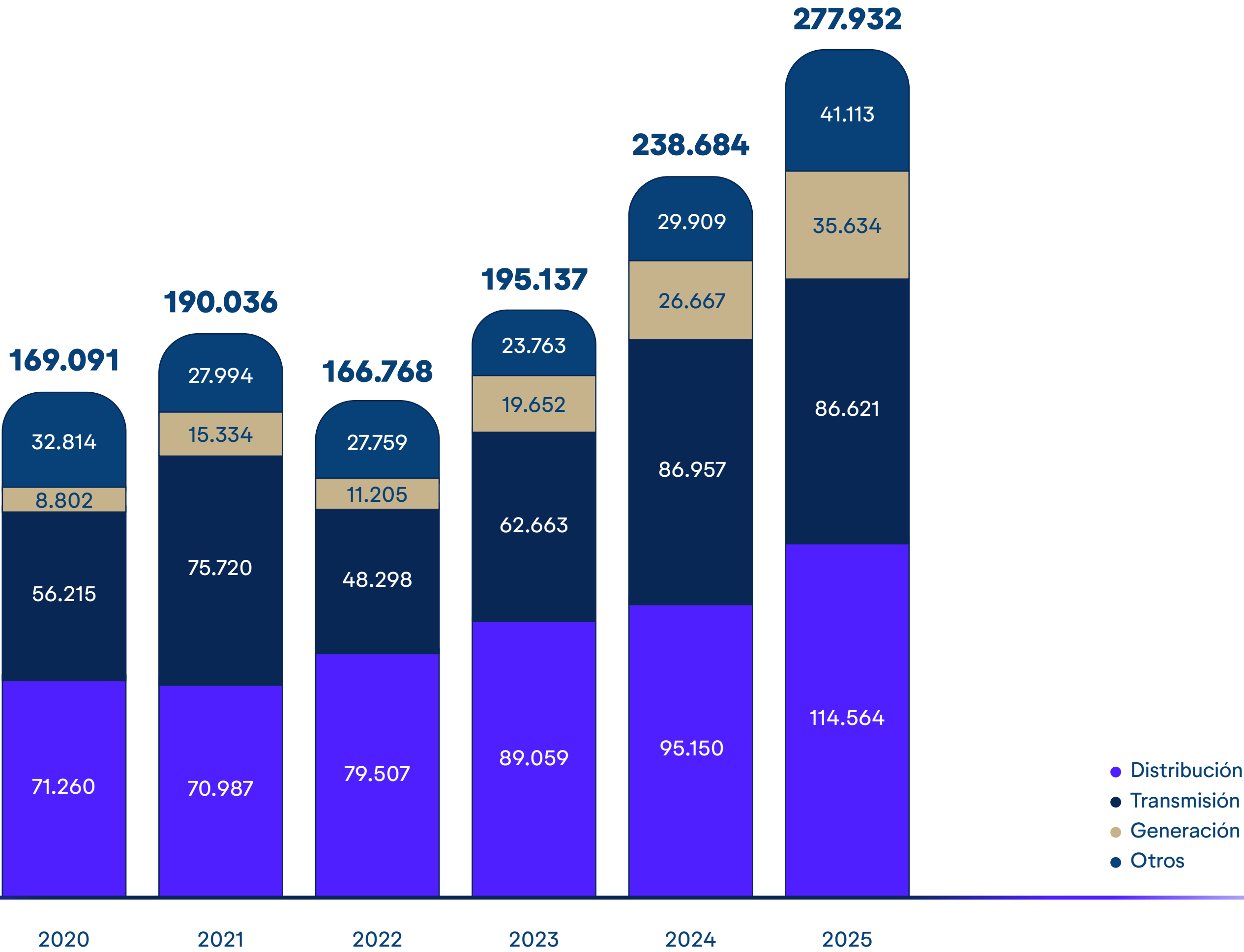
SECTOR INDUSTRIAL
La Compañía opera en el país en el sector eléctrico, el cual es regulado, en los segmentos de Distribución, Transmisión y, en menor medida, en el negocio de Generación y Comercialización.

ESTRUCTURA DE NEGOCIOS
El modelo de negocios del Grupo Saesa se ha estructurado para hacer más eficientes y eficaces sus operaciones con el objetivo de entregar mayor valor a sus accionistas y otras partes interesadas. Su estructura operativa está organizada bajo una estructura operacional descentralizada y gestión centralizada, para aprovechar las oportunidades de negocios y sus beneficios. En este contexto, el Grupo tiene como elemento central monitorear y controlar todos los riesgos planteados por la evolución de la industria energética.

Adicionalmente, dada la naturaleza del negocio regulado, no hay clientes que concentren por sí mismos más del 10% del total de ingresos del año 2025.

INVERSIÓN POR SEGMENTO DE NEGOCIOS
El Plan de Inversiones de la Compañía 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. Las inversiones de la Compañía son financiadas con deuda y capital propio, según la Política Financiera de la empresa. La inversión total en 2025 fue de \$277.932 millones. A continuación, se detalla el monto por segmento de negocios:

Evolución de la Inversión por Segmento de Negocios



SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

Activos de la Compañía

A través de su filial STA, la Compañía participa en los negocios de Transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que permiten principalmente transportar energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras.

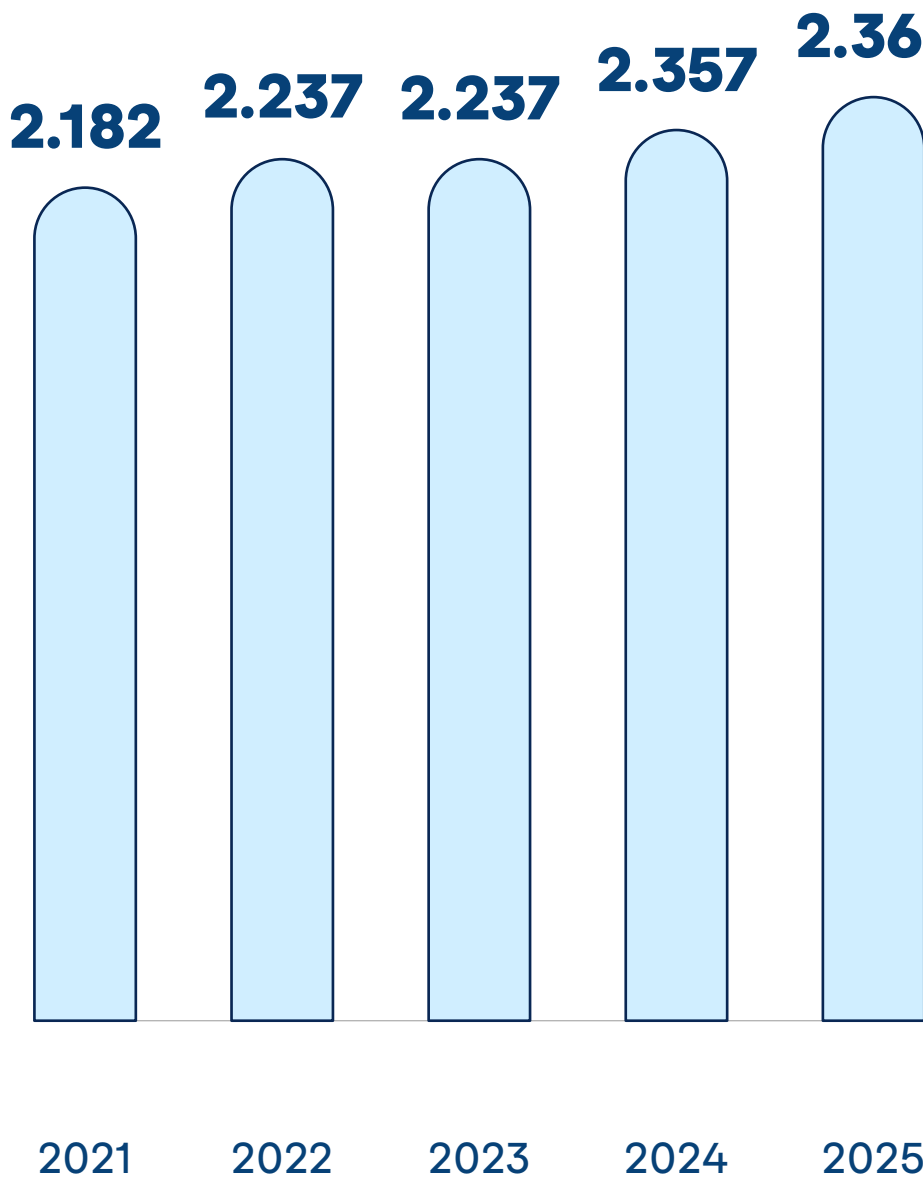
Adicionalmente, la Compañía ha consolidado su presencia a lo largo del país, firmando contratos dedicados con grandes clientes industriales, en especial del segmento minero.

Por otro lado, las filiales de Transmisión del Grupo Saesa operan y mantienen instalaciones de terceros, que al cierre de 2025 alcanzaron a los 548,10 km de líneas (que corresponden a Eletrans 463,5 km, Masisa 10,5 km, STLL 20,1 km, Capullo 54 km) y una potencia de transformación de 55.4 MVA correspondientes a la clasificación 220-110- 66 kV (AT/MT).

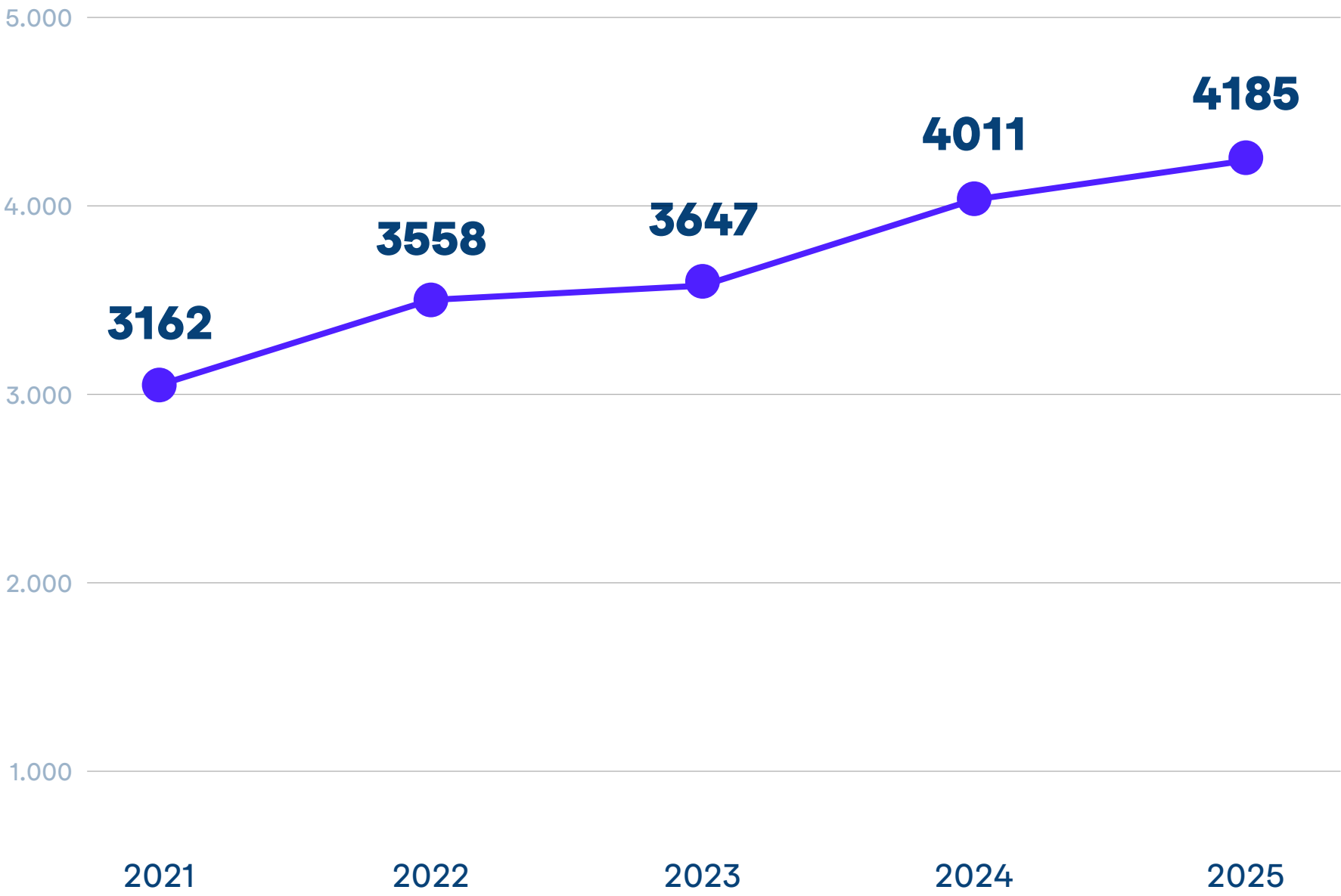
La infraestructura de redes y subestaciones son activos esenciales para entregar la energía en las zonas de concesión. Durante los últimos años, el Grupo Saesa ha consolidado su presencia en el mercado de transmisión en Chile, con un continuo crecimiento año a año.

Evolución de kilómetros de líneas de transmisión

Kilómetros de líneas AT

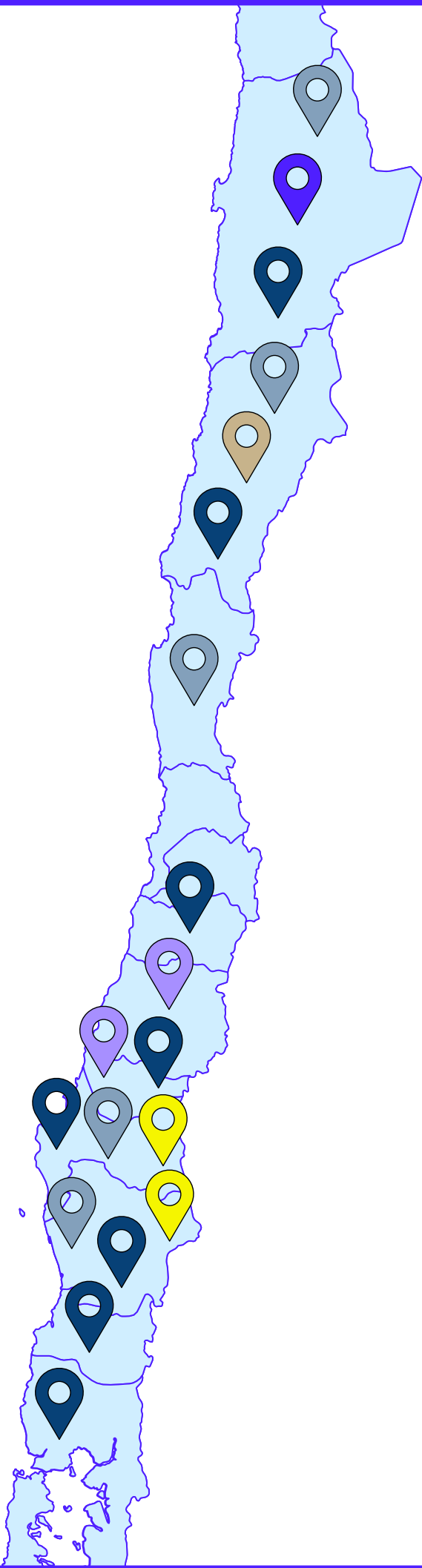


MVA



Zonas de Operación

-  **Sistema de Transmisión del Norte S.A. (STN)**
Actividad: Proyectos de Transmisión.
-  **Sistema de Transmisión del Centro S.A. (STC)**
Actividad: Proyectos de Transmisión.
-  **Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)**
Actividad: Proyectos de Transmisión.
-  **Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)**
Actividad: Proyectos de Transmisión.
-  **L.T. Cabo Leones**
Actividad: Proyectos de Transmisión.
-  **Tolchén Transmisión SpA.**
Actividad: Transmisión de energía eléctrica.



Mantenimiento y excelencia operacional

En materia de calidad de servicio, la gestión desarrollada durante 2025 permitió alcanzar un SAIDI Corporativo de 8,22minutos.

Este resultado evidencia la efectividad de las estrategias implementadas en el plan de mantenimiento, orientadas a fortalecer la continuidad operativa, mejorar la disponibilidad de los activos y optimizar los tiempos de respuesta ante contingencias. Asimismo, refleja una adecuada priorización de intervenciones basada en criterios de riesgo y una ejecución eficiente de los programas de mantenimiento.

En conjunto, estos resultados consolidan una mejora sostenida en la confiabilidad del sistema, contribuyendo al cumplimiento de los estándares corporativos de calidad de servicio y a la reducción del impacto de las interrupciones en los usuarios, mediante una operación más robusta, predictiva y eficiente.

Entre los hitos más relevantes del período destaca la Auditoría de Seguimiento N°2 de la Certificación del Sistema de Gestión de Activos, en la cual se verificó la correcta implementación del sistema conforme a los requisitos de la norma UNE ISO 55001:2015. Este resultado reafirma la madurez del modelo de gestión de activos y fortalece la capacidad de la organización para asegurar la continuidad operativa, optimizar la confiabilidad de los activos y sostener altos estándares de calidad de servicio.

Adicionalmente, la auditoría evidenció la efectividad de las prácticas implementadas en planificación, evaluación de riesgos y ejecución del plan de mantenimiento, contribuyendo a una toma de decisiones más precisa y alineada con los estándares definidos por la autoridad. En el ámbito de la gestión de mantenimiento, durante 2025 se registraron avances relevantes en los siguientes aspectos:

Se desarrollaron talleres de alineamiento operacional con el objetivo de consolidar criterios comunes y fortalecer las mejores prácticas de mantenimiento entre las tres Gerencias Zonales y la Subgerencia de Operación y Mantenimiento. En estas instancias se revisaron en profundidad los planes de mantenimiento de las especialidades de líneas, subestaciones, control y protecciones, así como las actividades de trabajo en línea energizada, identificando oportunidades de estandarización y prácticas de alto desempeño implementadas en distintas zonas.

Como resultado de este proceso se definieron mejoras en procedimientos, metodologías y secuencias de intervención, las cuales fueron validadas técnicamente y priorizadas según su impacto en la continuidad operacional, la seguridad y la eficiencia. Este trabajo permitió optimizar el plan de mantenimiento e incorporar dichas mejoras al Manual de Mantenimiento de Instalaciones de Transmisión, fortaleciendo la gobernanza técnica y promoviendo una aplicación homogénea a nivel corporativo.

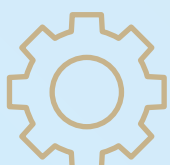
En línea con las mejores prácticas de Gestión de Activos, durante el período se profundizaron los análisis y criterios de decisión orientados al control de riesgos asociados a la operación y mantenimiento de los activos, destacándose los siguientes avances:



Implementación de la metodología FMECA (Failure Modes, Effects and Criticality Analysis) para los activos de Líneas de Transmisión e Interruptores de Poder, permitiendo identificar modos de falla, efectos, niveles de criticidad y criterios de aceptación. Esta metodología complementa el trabajo previamente desarrollado para Transformadores. Durante 2026 se definirán KPI específicos y se desarrollará un catálogo de fallas FMECA para los principales activos, facilitando la elaboración de planes orientados a eliminar o mitigar fallas desde su origen.



Diseño de un Modelo Integral de Gestión del Desempeño, que establece un marco estratégico para evaluar la condición, el riesgo y el rendimiento de los activos de transmisión, fortaleciendo la toma de decisiones en mantenimiento, la priorización de inversiones y la optimización del portafolio de activos, en coherencia con los objetivos corporativos de continuidad de servicio y eficiencia operativa.



Optimización del Modelo de Riesgos de Activos, mediante la incorporación de nuevas variables de decisión en los componentes de criticidad (impacto) y fragilidad (probabilidad de falla). Esta actualización refuerza el enfoque de toma de decisiones basado en riesgo y mejora la eficiencia de los planes de mantenimiento.



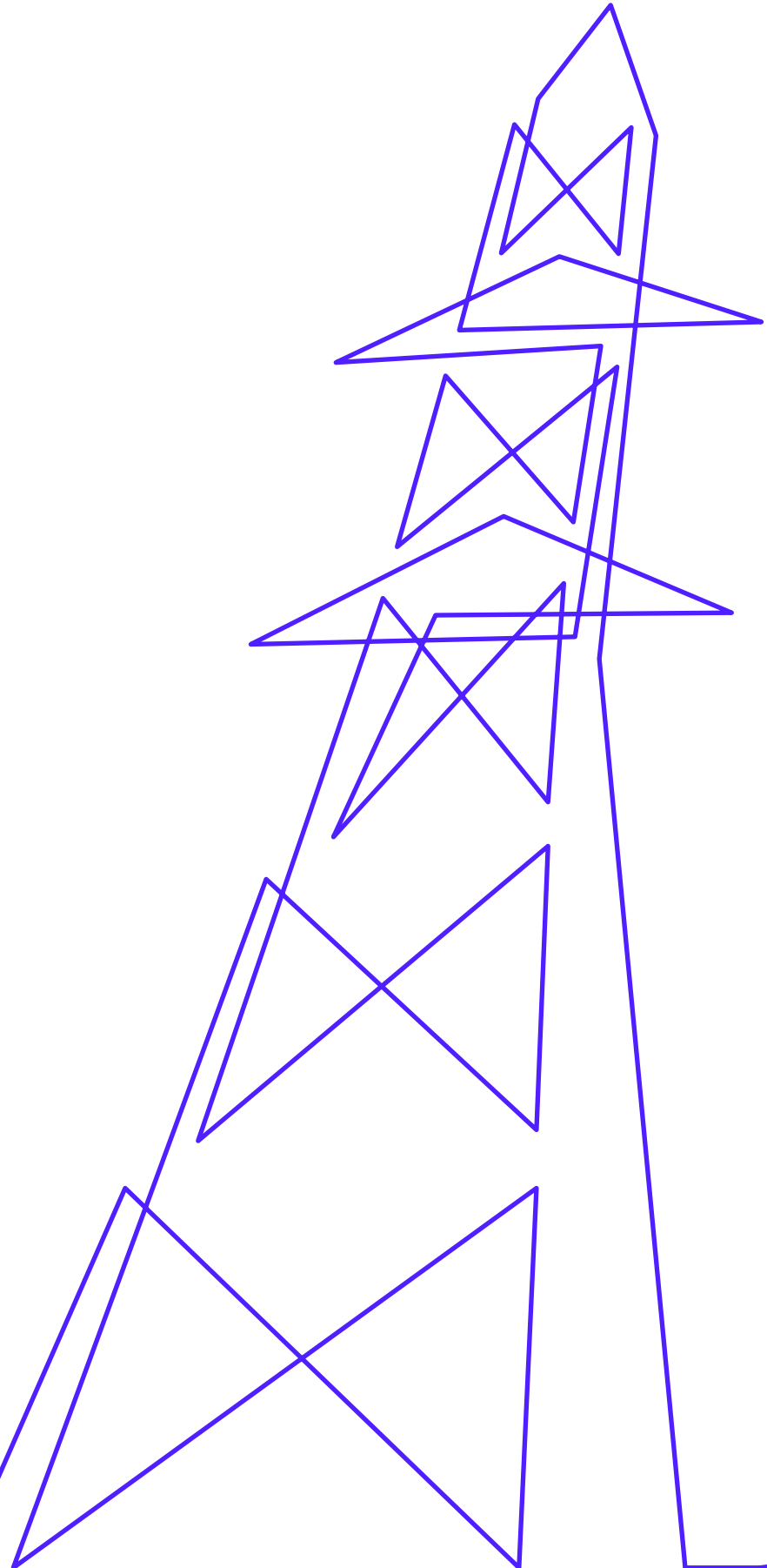
Implementación del análisis de Disponibilidad y Utilización de la Fuerza de Trabajo (DUFT) como insumo estratégico para el Plan Anual y Quinquenal de Mantenimiento, incorporando el análisis de capacidad operativa y disponibilidad de recursos. Esta herramienta permite optimizar la asignación de recursos, mejorar la eficiencia de la programación y asegurar tanto la ejecución oportuna del plan de mantenimiento como la capacidad de respuesta ante contingencias.

En el ámbito de líneas de transmisión, se fortaleció el proceso de inspección visual y termográfica mediante el uso de drones y una plataforma avanzada de análisis.

Esta solución, que combina la evaluación de especialistas con algoritmos de inteligencia artificial, permite identificar, clasificar y priorizar hallazgos que podrían comprometer la seguridad de las personas o la integridad de la infraestructura eléctrica.

Asimismo, en el análisis de resultados de inspecciones de subestaciones y líneas de transmisión se robusteció el proceso de identificación de hallazgos y de toma de decisiones, incorporando criterios técnicos y de riesgo que permiten focalizar de manera más efectiva las acciones de mitigación. Este enfoque aporta información crítica para reducir el nivel de riesgo operativo de las instalaciones mediante la resolución oportuna de las observaciones detectadas.

Adicionalmente, se fortaleció la reportabilidad mediante el desarrollo de dashboards, facilitando un control más eficiente y una mejor visualización del desempeño.



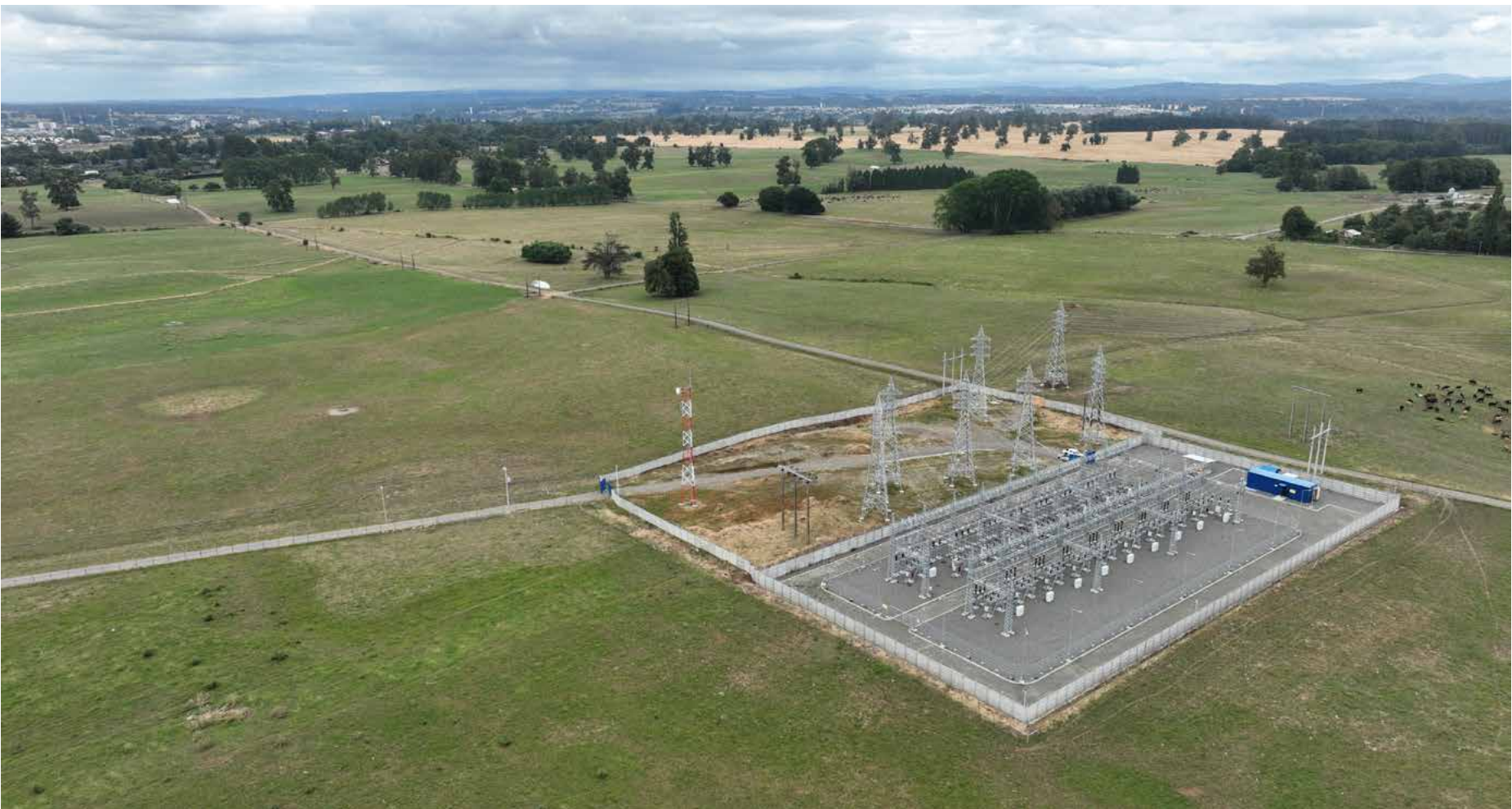
Principales obras en 2025

A continuación, se detallan los proyectos que terminaron su construcción durante el 2025:



SE Trinidad
Julio-2025

El proyecto, desarrollado como obra urgente, contempló la construcción de una nueva subestación destinada al seccionamiento de la línea 1x66 kV Portezuelo – La Esperanza y a la conexión de un transformador 66/13,2 kV. Esta infraestructura permite fortalecer el abastecimiento eléctrico y responder de manera confiable a la demanda actual y proyectada en las comunas de Marchigüe, Peralillo, La Estrella y Pichidegua.



Nueva S/E La Señoraza
Abril -2025

El proyecto, desarrollado como obra licitada, consideró la construcción de la nueva Subestación La Señoraza, que incorpora patios de 220 kV y 66 kV, ambos en configuración de barra simple. La instalación incluye un transformador 220/66 kV de al menos 25 MVA con sus respectivos paños de conexión y contempla espacio para dos posiciones futuras en cada patio, resguardando la capacidad de expansión de la subestación. Asimismo, el proyecto incluyó la construcción de una nueva línea de transmisión de 220 kV en simple circuito entre las subestaciones La Señoraza y Laja, fortaleciendo la integración y confiabilidad de la red de transmisión en la zona.



Ampliación en S/E Santa Bárbara
(RTR ATMT) Abril -2025

El proyecto, desarrollado como obra de ampliación, permitió incrementar la capacidad de la Subestación Santa Bárbara mediante el reemplazo del transformador existente de 66/13,8 kV y 5 MVA por un nuevo equipo de 16 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC).La iniciativa contempló además la renovación del equipamiento asociado, alineándolo con el nuevo nivel de capacidad de la subestación, así como la ampliación de la sala de celdas de 13,8 kV, configurada en barra simple. En este contexto, se incorporaron nuevas celdas destinadas a alimentadores y a la conexión del transformador, fortaleciendo la capacidad operativa y la confiabilidad del sistema.



Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT)
Noviembre- 2025

El proyecto, desarrollado como obra de ampliación, incrementó la capacidad de la Subestación Castro mediante la instalación de un nuevo transformador 110/23 kV de 16 MVA con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC) y sus respectivos paños de conexión. La iniciativa incluyó además la construcción de un nuevo patio de 23 kV en configuración de barra principal y barra de transferencia, con posiciones para alimentadores y funciones de acoplamiento y seccionamiento.



Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT) Noviembre-2025

El proyecto, desarrollado como obra de ampliación, permitió incrementar la capacidad de la Subestación Pichirropulli mediante el reemplazo del transformador N°1 de 66/13,2 kV y 5 MVA por un nuevo equipo de 66/23 kV y 16 MVA, equipado con Cambiador de Derivación Bajo Carga (CDBC), junto con sus respectivos paños de conexión en ambos niveles de tensión.

La iniciativa contempló además la modernización del nivel de media tensión, incluyendo el retiro de la barra existente de 13,2 kV y la construcción de una nueva sala de celdas de 23 kV en configuración de barra simple, con posiciones para alimentadores, conexión del transformador, seccionamiento de barras y equipos de medida. Asimismo, se incorporó un nuevo transformador de servicios auxiliares y su conexión a la barra de 23 kV, reforzando la capacidad operativa de la instalación.



Proyecto Epuleufú (Subestación) Dic- 2025

El proyecto, desarrollado como obra licitada, considera la construcción de la nueva Subestación Epuleufú para el seccionamiento de líneas de 66 kV y 220 kV, incorporando un transformador 220/66 kV de 90 MVA con sus respectivos paños de conexión. La instalación contempla un patio de 220 kV en configuración de interruptor y medio y un patio de 66 kV con doble barra principal y barra de transferencia, junto con los sistemas de control, comunicaciones y obras asociadas requeridas para su operación, resguardando además la compatibilidad con futuras ampliaciones del sistema.

(RTR ATMT corresponde a la clasificación regulatoria de obras de transmisión troncal remuneradas, definida por el Coordinador Eléctrico Nacional.)

Proyectos en desarrollo

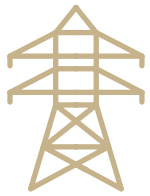
A continuación, se detallan los proyectos en construcción al cierre de diciembre de 2025.

Proyecto	Sistema	Tipo	Proyección EO	Valor de inversión [MMUSD]
Aumento de Capacidad Línea 2x220 kV Encuentro – Kimal	Nacional	Obra de Ampliación	abr-26	9,0
Aumento de Capacidad Líneas Frontera – María Elena y María Elena – Kimal	Nacional	Obra de Ampliación	ene-26	9,9
Ampliación en S/E Pichirropulli (RTR ATMT)	Zonal	Obra de Ampliación	nov-25	4,5
Ampliación en S/E Castro (NTR ATMT)	Zonal	Obra de Ampliación	nov-25	5,1
LT Valdivia – Picarte	Nacional	Obras Licitadas	may-28	11,8
Ampliación en S/E Chiloé y Tendido segundo circuito Línea 2x220 kV Nueva Ancud – Chiloé	Zonal	Obra de Ampliación	sept-26	13,0
Nueva S/E Seccionadora El Guindal	Zonal	Obras Licitadas	jul-28	12,8
Ampliación La Ruca	Zonal	Obra de Ampliación	feb-27	7,9
Ampliación SE Picarte	Zonal	Obra de Ampliación	may-28	3,7
Proyecto Chonchi Gamboa	Zonal	Obras Licitadas	Jun-31	26,4
Nueva S/E Seccionadora Pachacama	Zonal	Obras Licitadas	jul-28	19,8
Nueva S/E Litueche y Nueva Línea 2x110 kV Litueche	Zonal	Obras Licitadas	ene-29	20,7
Ampliación SE Paillaco	Zonal	Obra de Ampliación	may-27	9,6
Nueva Línea 2x154 kV Fuentecilla – Malloa Nueva	Zonal	Obras Licitadas	ene-29	32,4
Nueva S/E Seccionadora Linderos	Zonal	Obras Licitadas	jul-28	24,5
Ampliación en S/E Dalcahue nuevo T2 110/23 kV 16 MVA	Zonal	Obra de Ampliación	may-27	8,6
Ampliacion S/E Fuentecilla	Zonal	Obra de Ampliación	ene-29	10,1
Ampliación SE Kimal	Nacional	Obras Licitadas	ene-29	6,8
Nueva S/E Don Melchor	Zonal	Obras Licitadas	jun-30	27,1
Nueva S/E Reloncaví	Zonal	Obras Licitadas	jun-30	16,8
Nueva S/E Lo Campino	Zonal	Obras Licitadas	dic-30	80,2
Ampliación SE Valdivia Nueva Barra Sección 2 y Barra de Transferencia – 2	Zonal	Obra de Ampliación	nov-27	4,1
Ampliación SE Purranque	Zonal	Obra de Ampliación	ene-29	8,7
Proyecto Epuleufú (línea)	Zonal	Obras Licitadas	Oct – 27	23,4



SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Para desarrollar la actividad de distribución la Compañía opera a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelayesen y Luz Osorno, atendiendo a más de un millón de clientes y operando en diversas zonas de concesión que suman un área de 44.818 kilómetros cuadrados, Diguillín (Región del Ñuble) y Villa O’Higgins (Región de Aysén). Grupo Saesa integra en la gestión de sus negocios iniciativas que le permitan entregar un servicio de suministro de energía confiable, de calidad, resiliente y accesible. Sus principales activos los constituyen sus redes de distribución, que le permiten contar con una robusta y estable generación de flujos.



MVA (MT/MT)

1.779
(2025)

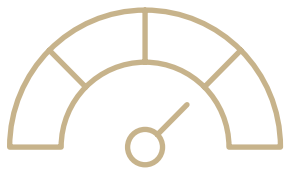
1.695 (2024)



Pérdidas de Energía

11,08%
(2025)

11,13% (2024)



SAIFI interno (veces)

4.0
(2025)

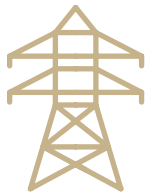
4,20 (2024)



SAIDI interno (horas)

13.9
(2025)

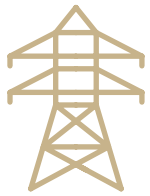
21.3 (2024)



Líneas MT (Km)

38.370
(2025)

38.049 (2024)



Líneas BT (Km)

28.884
(2025)

28.599 (2024)



Ventas de energía (GWH)

4.445
(2025)

4.451 (2024)



Clientes

1.087.372
(2025)

1.054.635 (2024)

La Sociedad participa en el segmento de distribución a través de sus subsidiarias Saesa, Frontel, Edelayesen y Luz Osorno, consolidando una posición de liderazgo en la distribución eléctrica del sur de Chile.

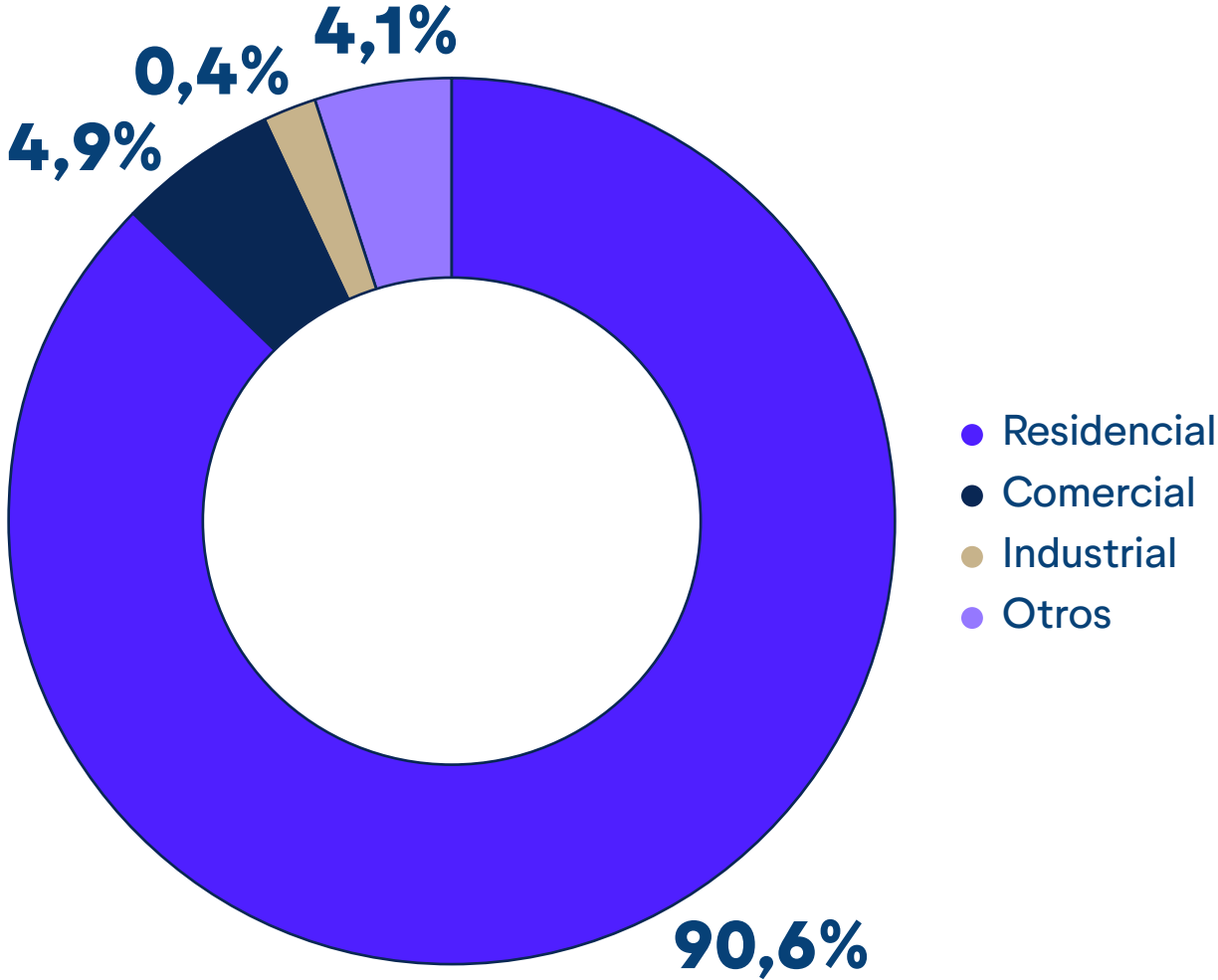


En 2025, la Compañía entregó servicio de energía eléctrica a más de un millón de clientes (1.087.372 clientes), un 3% mayor que en 2024, de estos nuevos clientes conectados un 90% son residenciales. Asimismo, suministró 4.445 GWh de energía, lo que representó una disminución del 0,1% respecto al año 2024

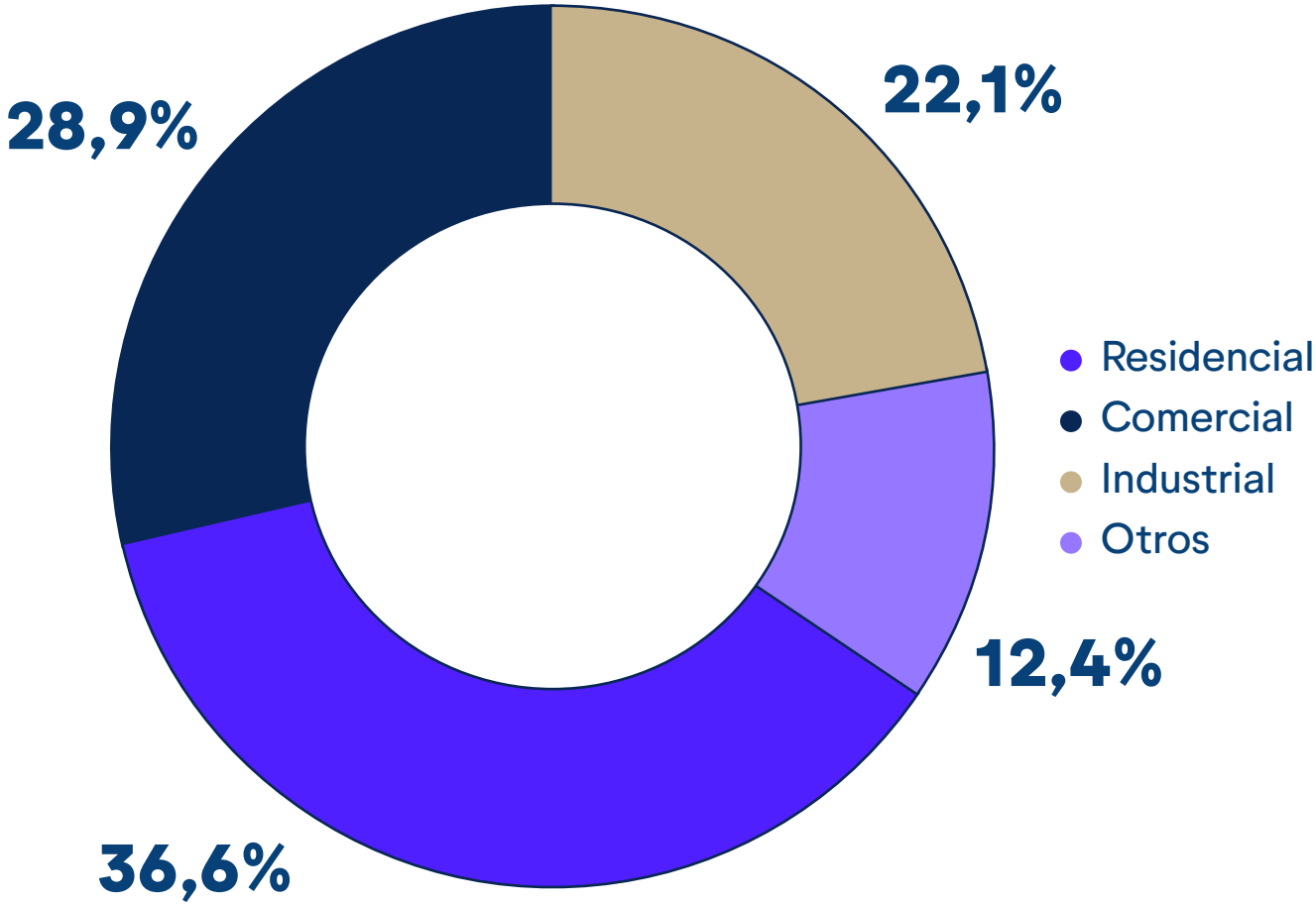
Presencia de la Compañía



Clientes por segmento



Ventas por segmento





Zonas de Concesión

Al 31 de diciembre de 2025, las sociedades del Grupo Saesa tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión otorgadas por la autoridad competente, con el carácter de indefinidas y conferidas mediante la cantidad de decretos que se indican a continuación:



Entre las provincias de Diguillín en la Región del Ñuble, provincias de Concepción, Región del BíoBío, Cautín y la Araucanía.

Al 31 de diciembre de 2025 tiene 135 decretos y 24.175 km2 de superficie asociadas a su zona de concesión.

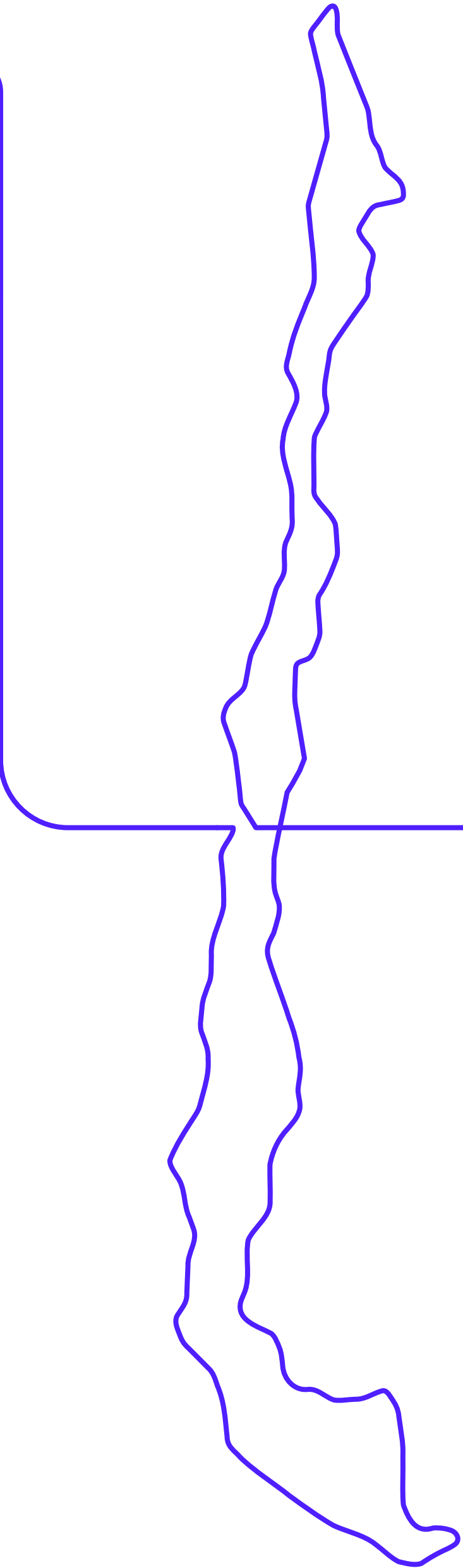


Su zona de operación comprende la Región de La Araucanía, Región de Los Ríos y Región de Los Lagos.

Sus filiales son Luz Osorno y Edelayesen, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.

Al 31 de diciembre de 2025, Saesa y sus filiales alcanza a 20.103 km2 con 135 Decretos, que tienen las siguientes superficies asociadas a sus zonas de concesión:

- **Saesa:** superficie 15.122 km2, correspondiente a 147 Decretos; Zona de Operaciones: Región de la Araucanía, Región de Los Ríos y Región de Los Lagos.
- **Edelayesen:** superficie 620 km2, correspondiente a 6 Decretos; Zona de Operaciones: Región de Los Lagos y Región de Aysén.
- **Luz Osorno:** superficie 4.361 km2, correspondiente a 12 Decretos, Zona de Operaciones: Región de Los Lagos y Región de Los Ríos.



Gestión del negocio de distribución

Conexión de Clientes de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD)

Durante 2025, la Compañía fortaleció su rol como socio estratégico en la integración de Generación Distribuida, en un contexto de sostenido crecimiento de la tecnología fotovoltaica en zonas australes, alcanzando 118 centrales PMGD conectadas.

En el ámbito regulatorio, el Grupo Saesa participó activamente en instancias de trabajo con la Comisión Nacional de Energía (CNE) y en consultas públicas asociadas a Recursos Energéticos Distribuidos (DER) —que incluyen PMGD, generación para autoconsumo bajo esquema Netbilling, electromovilidad y sistemas de almacenamiento— contribuyendo al desarrollo del marco normativo del sector. Entre las principales materias abordadas destacan la Norma Técnica de Conexión y Operación para PMGD, el Decreto Supremo N°88 y el Pliego Técnico RIC 09 para proyectos sin inyección a la red.

De cara a los próximos años, la gestión continuará enfocada en facilitar la integración segura y eficiente de estos recursos en las redes de distribución, adaptando la operación del sistema a los nuevos esquemas de autogeneración y resguardando la seguridad de las personas, la integridad de las instalaciones y la confiabilidad del suministro eléctrico.

Estas corresponden a instalaciones de terceros conectadas a nuestra red.



407 MW instalados



39 MW conectados en 2025

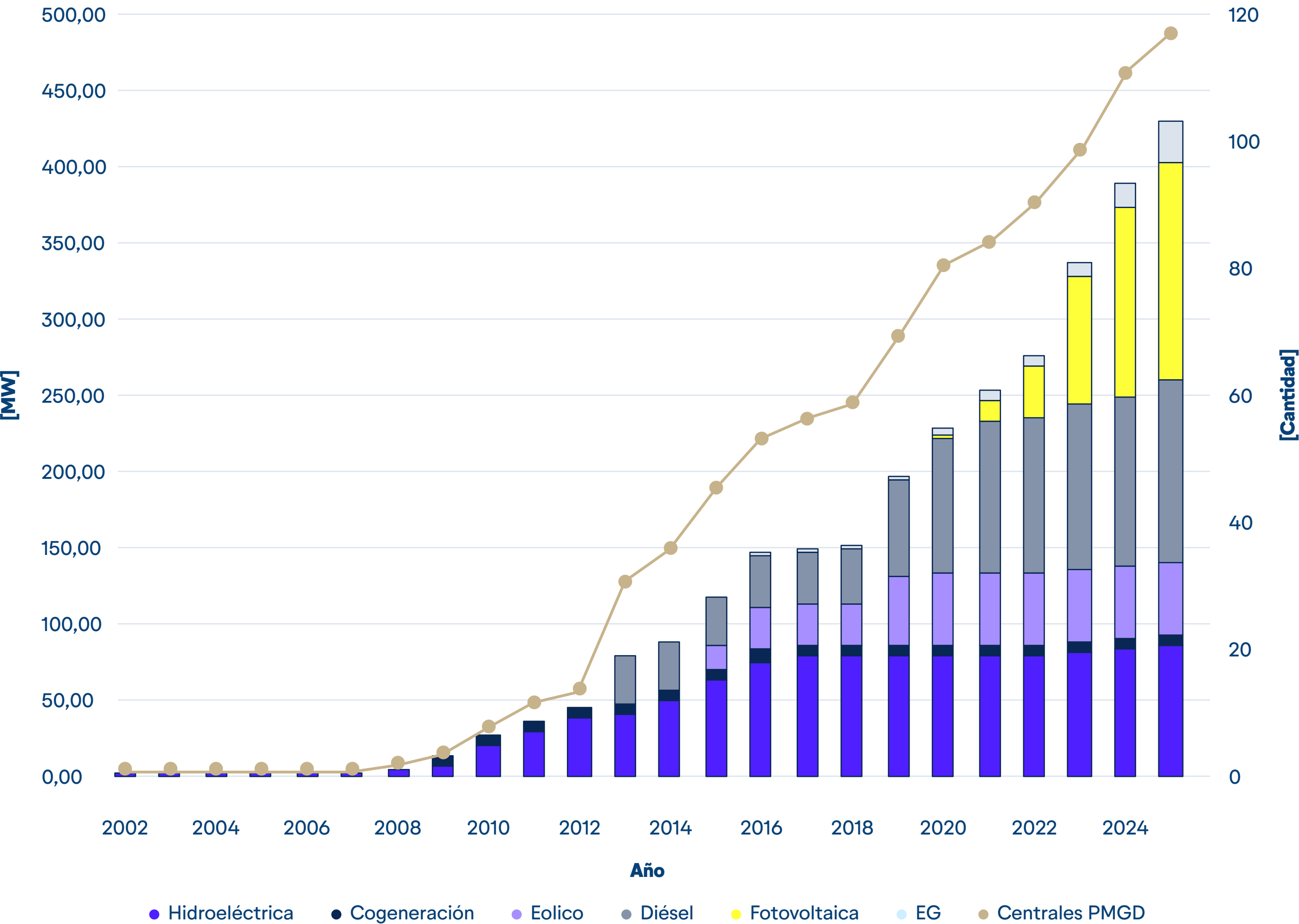


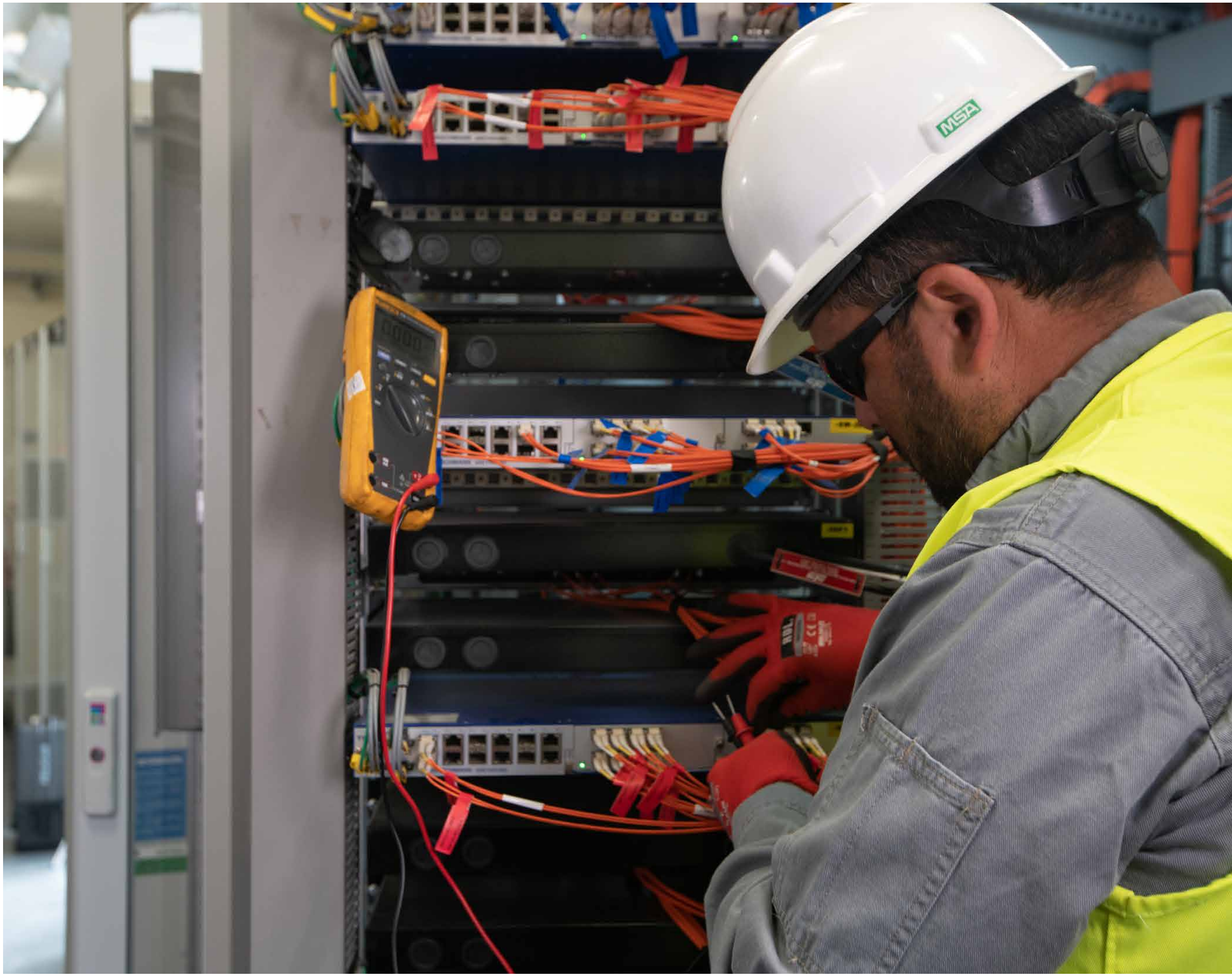
70% de participación en ERNC



3.100 equipos de Netbilling

PMGD/EG conectados



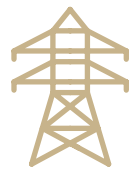


Excelencia operacional



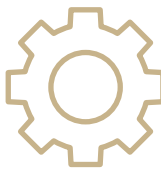
Gestión y resultados del
Mantenimiento de Distribución 2025

Durante 2025, la Compañía avanzó en el fortalecimiento de la confiabilidad y eficiencia operativa de sus redes de distribución, ejecutando 6.264 acciones de mantenimiento y consolidando un enfoque de gestión basado en planificación, optimización de recursos e incorporación de nuevas tecnologías.



Termografías en redes de media
y baja tensión

La aplicación de tecnología termográfica permitió reforzar el monitoreo de las redes mediante la detección temprana de anomalías térmicas. Durante el año se realizaron 74.183 inspecciones, alcanzando una tasa de normalización del 98% en los puntos detectados. Como resultado, se registró una reducción de 64% en puntos calientes respecto del año anterior.



Mantenimiento de equipos críticos

En el ámbito del mantenimiento de equipos estratégicos, durante 2025 se ejecutaron 19 intervenciones en reguladores de voltaje, incorporando aceite vegetal como alternativa que contribuye a la protección de los equipos, la extensión de su vida útil y el avance en criterios de sostenibilidad.

Asimismo, se implementó un programa de renovación de sistemas energéticos auxiliares mediante el reemplazo de 907 baterías en equipos de protección y maniobra, fortaleciendo la confiabilidad operativa y la seguridad de la red de distribución.



Proyecto IRIS: Inspección de red de baja
tensión con cámaras e IA

Durante el periodo se desarrolló el Proyecto IRIS, iniciativa orientada a la inspección de la red de baja tensión mediante cámaras con inteligencia artificial instaladas en vehículos. El sistema permite detectar de forma temprana postes deteriorados o instalaciones irregulares, fortaleciendo la gestión preventiva y la calidad del servicio. Tras la validación de su fase piloto, la solución quedó habilitada para su incorporación al modelo permanente de mantenimiento.



Inspección inteligente de la red con drones e inteligencia artificial (MT)

La inspección aérea mediante drones e inteligencia artificial se consolidó como una herramienta clave para la gestión preventiva de la red de media tensión. Durante el año se inspeccionaron 6.379 kilómetros de red, permitiendo mejorar la identificación temprana de anomalías y priorizar intervenciones con mayor precisión técnica.



Medición Inteligente

El proceso de medición se ejecuta a través de medidores dispuestos en las redes de la Compañía, estos equipos permiten la medición de los parámetros asociada a los procesos de la compra y venta de energía. Asimismo, la compañía cuenta con más de 48 mil medidores inteligentes instalados en distintas subestaciones. En línea con la digitalización de la Red, la instalación de medidores inteligentes hace posible la ejecución de operaciones remotas, siendo un beneficio para los clientes, el regulador y la Compañía.

A fines de 2025, más de 105 mil clientes cuentan con medidores inteligentes instalados.



Empresa	En clientes	En transformadores de distribución	Total
Edelaysen	11.326	2.123	13.449
Frontel	28.159	20.192	48.351
Luz Osorno	4.447	4.284	8.731
Saesa	61.719	21.875	83.594
Total	105.651	48.474	154.125

Calidad del Servicio

La calidad de suministro se evalúa conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, vigente desde septiembre de 2018, la cual mide el desempeño mediante los indicadores SAIFI y SAIDI a nivel de pares empresa-comuna.

Al cierre de 2025, los esfuerzos desplegados por la Compañía permitieron que el 100% de las comunas de su zona de operación cumplieran con el estándar de calidad establecido por la normativa.

En este contexto, el SAIDI interno alcanzó 28,8 horas, mientras que el SAIFI interno se situó en 8,05 interrupciones, resultados que reflejan el compromiso sostenido del Grupo Saesa con la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, incluso en escenarios de alta exigencia operativa.



Soterramiento

La Compañía mantiene un firme compromiso con la excelencia en el servicio y con el desarrollo de infraestructuras cada vez más resilientes, contribuyendo a la sostenibilidad de largo plazo del negocio y resguardando el entorno en el que desarrolla sus operaciones.

En los últimos años se han impulsado diversos proyectos piloto orientados al soterramiento de redes de distribución, iniciativa que busca fortalecer la calidad y continuidad del suministro frente a condiciones geográficas y climáticas adversas, reducir los tiempos de interrupción y mejorar la experiencia de servicio de los clientes. Desde 2019, la empresa ha trabajado en colaboración con un equipo de expertos finlandeses, con el objetivo de adaptar esta solución a la realidad local. Este trabajo ha permitido desarrollar estándares constructivos específicos y avanzar en una hoja de ruta para su implementación a mayor escala, posicionando a la Compañía como un referente en el desarrollo de soluciones de soterramiento en el país.

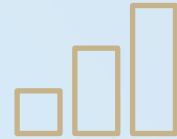
En línea con la política energética nacional y considerando los desafíos asociados a las metas de calidad de servicio (SAIDI) proyectadas para 2035 y 2050, se han sostenido diversas instancias de trabajo con el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Estas instancias han tenido como propósito analizar y promover mecanismos que permitan impulsar el escalamiento del soterramiento de redes en sectores rurales.

Actualmente, la Compañía desarrolla un programa de gestión integral orientado a diseñar y preparar las capacidades necesarias para avanzar de manera sistémica en el escalamiento del soterramiento de redes de distribución.

Principales beneficios del soterramiento de redes rurales:



Mejora en la calidad y continuidad del servicio eléctrico.



Mayor eficiencia en los costos de mantenimiento en el largo plazo.

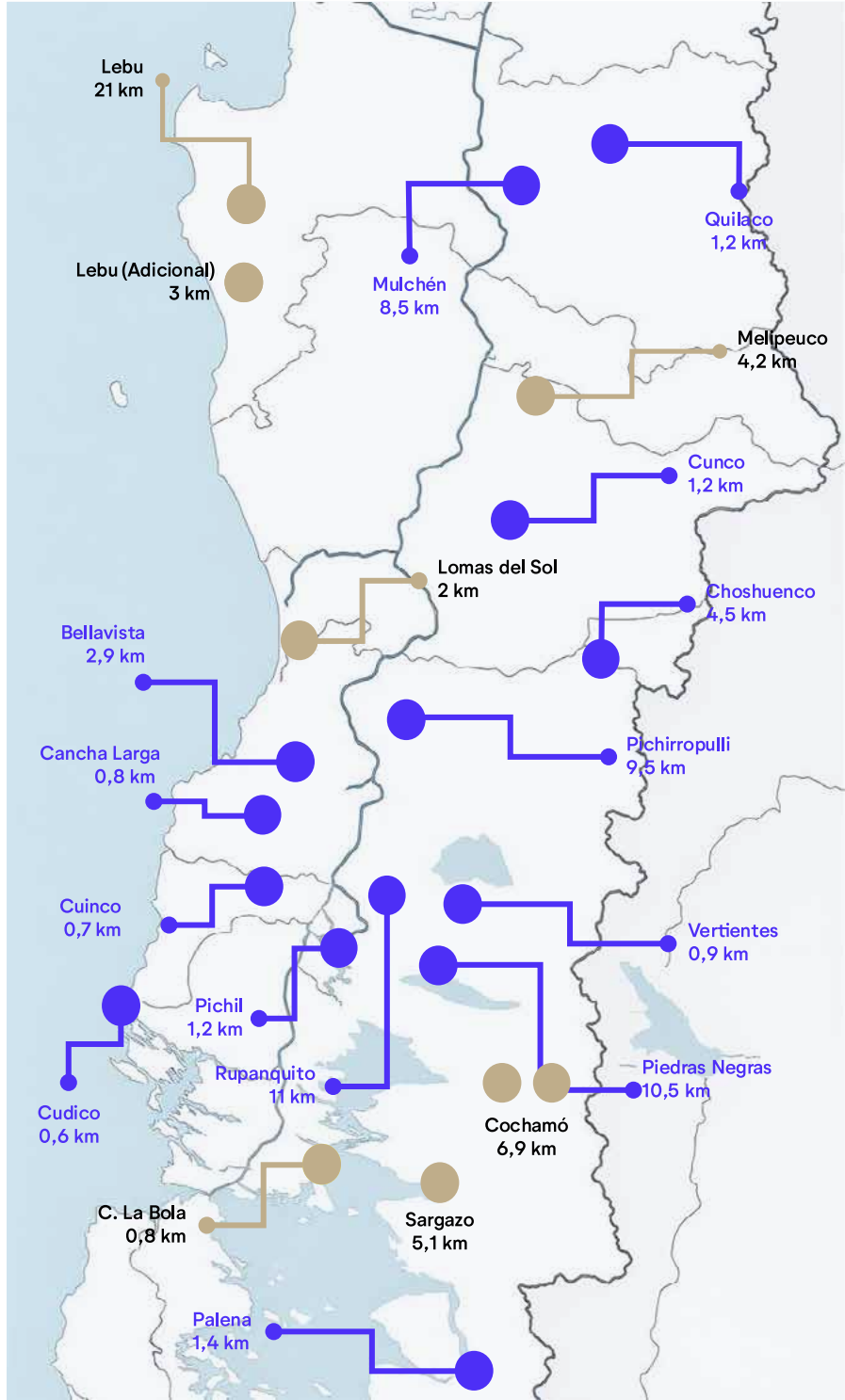


Reducción del impacto visual y ambiental.



Mayor resiliencia de la infraestructura frente a fenómenos climáticos extremos.

Estas iniciativas contribuyen a avanzar hacia un sistema de distribución eléctrica más robusto, resiliente y preparado para los desafíos climáticos y energéticos del futuro.



Desde el 2020, al cierre de este documento se han desarrollado 22 proyectos con un total de 98 kilómetros construidos.

Compromiso con la accesibilidad energética

El compromiso de las empresas de Grupo Saesa con el progreso y bienestar de las comunidades donde opera es constante y fundamental.

En este marco, el grupo impulsa la electrificación en zonas rurales y remotas, ampliando así la accesibilidad energética de manera eficiente y resiliente.

Esta estrategia permite avanzar hacia el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, contribuyendo a la reducción de la brecha energética y promoviendo la inclusión social.

De esta forma, Grupo Saesa fortalece las redes, garantizando un suministro confiable y adaptado a las necesidades de las comunidades.



Electrificación Rural

El compromiso con el desarrollo y bienestar de las comunidades donde se opera se refleja en la participación en programas de Electrificación Rural, desarrollados mediante un trabajo conjunto entre el Gobierno de Chile, la empresa y las comunidades beneficiarias, que permite extender el acceso a energía eléctrica a localidades apartadas del país.

Estas iniciativas se enmarcan en proyectos de sistemas aislados financiados por el Estado a través del Fondo Nacional de Desarrollo Regional (FNDR), orientados a reducir la brecha energética y facilitar el acceso al suministro eléctrico en zonas rurales, junto con la definición de acuerdos tarifarios que permitan la correcta implementación de los subsidios asociados.

Durante 2025 se pusieron en servicio 85 proyectos de Electrificación Rural, ubicados en 40 comunas de las regiones del Biobío, La Araucanía, Los Ríos, Los Lagos y Aysén, beneficiando a 1.284 familias de sectores rurales.

Estas iniciativas contemplaron la construcción de 360,12 km de líneas de media tensión, 56,36 km de líneas de baja tensión en postación individual, 311,06 km de líneas de baja tensión en postación común, y la instalación de 1.160 transformadores de distribución con capacidades entre 15 y 105 kVA, ampliando el acceso a energía eléctrica en territorios con alta dispersión geográfica.

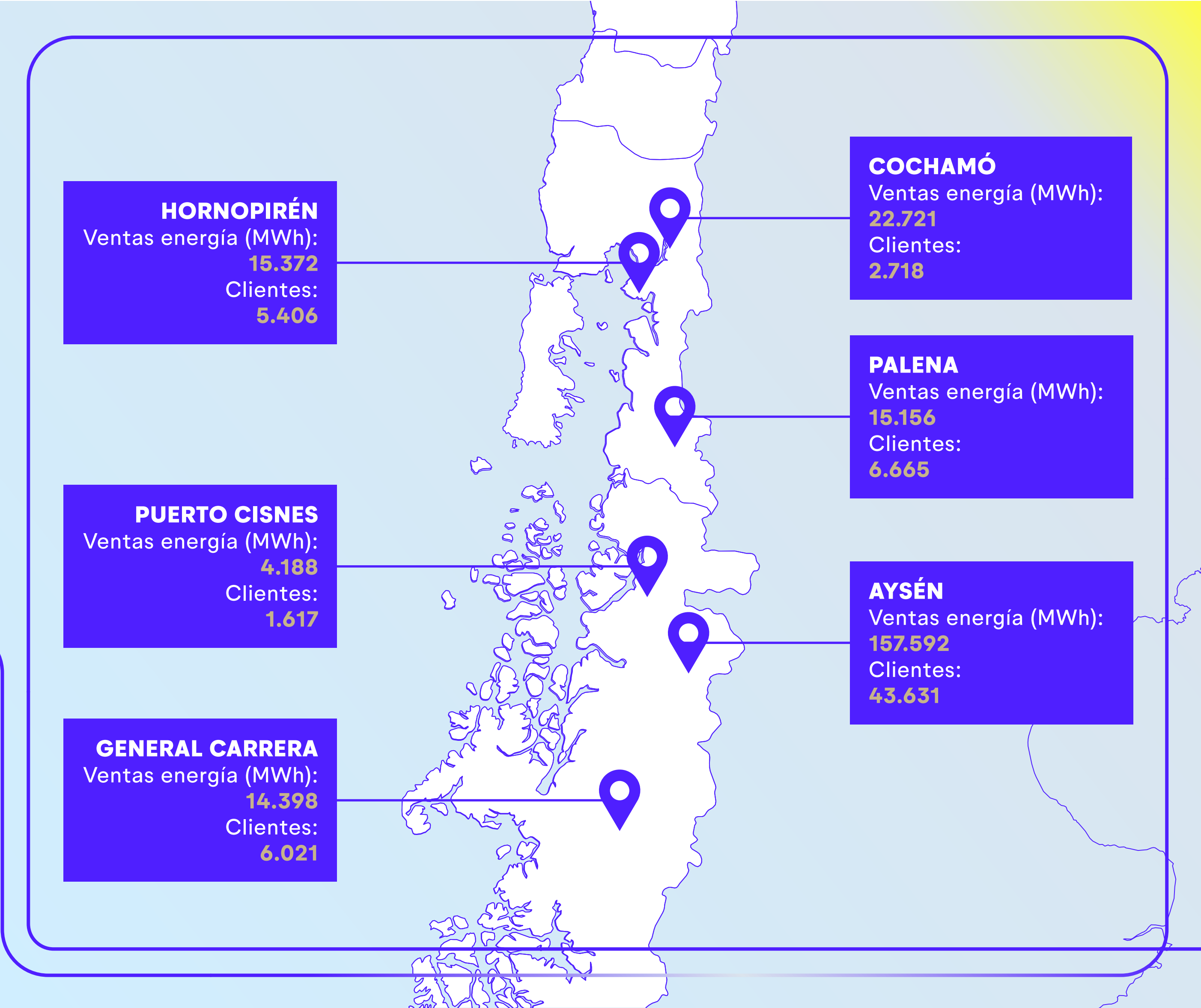
Sistemas Aislados

Las empresas de Grupo Saesa han desarrollado proyectos de generación y distribución, orientados a satisfacer las exigencias de sectores aislados que no cuentan con una conexión al SEN y que requieren disponer de fuentes de electricidad las 24 horas al día para su desarrollo sustentable. Actualmente, los sistemas aislados son los siguientes:

Empresas de Electrificación Rural			
saesa®	Sistemas aislados	Ventas energía (MWh)	Clientes
	Ayacara	858	718
	Isla Tac	89	111
	Isla Quehui	289	364
	Isla Caguach	114	148
	Isla Meulín	152	261
	Isla Quenac	125	171
	Isla Llingua	78	122
	Isla Alao	141	156
	Isla Chaulinec	139	212
	Isla Apiao	164	236
	Isla Laitec	149	162
	Isla Cailín	114	163
	Isla Coldita	41	90
	Isla Acuy	19	31
	Isla Lin Lin	67	173
	Isla Taucolón	13	19
	Isla Teuquelín	5	13
	Isla Chaulín	33	42
	Isla Chelín	90	128
	Isla Cheniao	64	102
	Aulín	28	35
	Añihue	48	90
	Mechuque	114	195
	Butachauques	172	269
	Queullín	58	122
	Total	3.165	4.133
frontel®	Santa María	1.338	681
	Total	1.338	681
edelaysen®	Huichas	819	511
	Villa O'Higgins	1.364	415
	Amengual - La Tapera	614	336
	Total	6.985	2.879
Total		11.489	7.693

Sistemas Medianos
Grupo Saesa, en línea con su fuerte compromiso con la accesibilidad energética, participa en seis sistemas medianos ubicados en la zona sur y austral de Chile.

Aquellos sistemas con una capacidad instalada de generación inferior a los 200 MW, pero superior a los 1.500 KW son calificados como sistemas medianos y no están conectados al Sistema Eléctrico Nacional.



Total ventas energía (MWh):
225.239

Total clientes:
64.441



SEGMENTO DE GENERACIÓN

El negocio de generación se gestiona principalmente a través de su filial STA II, además de centrales de respaldo a través de sus distribuidoras.

Asimismo, la filial Edelaysen, genera, transmite y distribuye energía dada su participación en los sistemas medianos. Por otro lado, la filial Saesa Innova cuenta con centrales Diesel que prestan servicios a clientes que requieren tener una central de respaldo.

Parte importante de la energía generada por STA II se comercializa en el mercado spot del SEN manejado por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador), a través de SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel) para el suministro de sistemas medianos y aislados. Estos negocios son comparativamente de importancia menor respecto de los mencionados en los párrafos anteriores. La filial SGA también comercializa energía a través de contratos de suministro con generadoras con lo que abastece a sus clientes.

La filial SAGESA Generación, es una empresa generadora que opera desde la Región del BíoBío a la Región de Los Lagos. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot a través de la filial SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la parte restante se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).

Empresa	Tipo de Tecnología	MW Instalados	Cantidad de Centrales	Energía Generada 2025 (GWh)
Edelaysen	Hidroeléctrica	24,33	8	125,55
	Eólica	1,8	1	3,78
	Diésel	43,6	19	91,55
	Solar	2,97	1	4,67
	Total	72,7	29,0	220,9
SAGESA Generación	Gas/Diesel	46	1	29,08
	Diesel	56	15	2,98
	Eólica	0	0	0,00
	Solar/Panel	10	2	17,17
	Total	111	18	49
Frontel	Diesel	34,24	28,00	0,26
	Solar	8,69	10,00	7,88
	Total	43	38	8
Saesa	Diesel	19,732	29	0,27
	Baterías	0,12	1	0
	Diesel/Baterías	0,726	5	0,05
	Diesel/Solar/Panel	0,644	6	0,02
	Diesel/Solar/Eolico	0,1135	1	0,01
	Total	21	42	0
Saesa Innova	Diesel	46,4	33	12,97
	Total	46	33	13
Luz Osorno	Diesel	1,6	1	0
	Total	1,6	1	0
Total Grupo Saesa		296	160	292



OTROS NEGOCIOS



NEGOCIOS NO REGULADOS: MINERÍA, ENERGÍA Y OBRAS

En un entorno competitivo y exigente, los negocios no regulados, desarrollados a través de STN Minería y Saesa Innova, se distinguieron durante 2025 por un enfoque integral, orientado a entregar soluciones energéticas a lo largo de toda la cadena de valor: ingeniería, construcción, mantenimiento, operación y gestión de infraestructura eléctrica, incluyendo proyectos de energías renovables. Este modelo permite posicionarse no solo como proveedor de servicios, sino como socio estratégico para industrias clave del país.

Minería: consolidación en la gran minería y transición energética

Durante 2025, a través de STN Minería, se consolidó la presencia en la industria eléctrica minera, liderando el mantenimiento de instalaciones de alta tensión que respaldan cerca del 70% de la producción de cobre del país. Este desempeño se sustenta en equipos técnicos altamente especializados y en una propuesta orientada a acompañar la electrificación y descarbonización de la minería.

La relación de largo plazo con compañías mineras de primer nivel, como Collahuasi, y la adjudicación de un contrato de mantenimiento por cinco años con Minera Escondida, el mayor productor de cobre del mundo, reflejan la capacidad de responder con altos estándares de seguridad, solidez operacional y soluciones técnicas en entornos de alta complejidad.



Entre los hitos del año destacó el desarrollo de la ingeniería y construcción del sistema Trolley Assist para camiones CAEX en Collahuasi, convirtiendo a STN Minería en pionera en Latinoamérica en la puesta en servicio de esta tecnología. Esta solución permite operar camiones con energía eléctrica a más de 4.800 metros de altura, reduciendo emisiones y aumentando la eficiencia operativa, posicionando a la compañía como referente en soluciones que impulsan la transición energética del sector minero.



Como parte de este posicionamiento, durante 2025 se realizó el Seminario Anual de Minería, enfocado en descarbonización y titulado “Energía con Propósito: innovación y eficiencia para una minería sostenible”, consolidado como un espacio de diálogo entre industria, autoridades, academia y actores del sector energético.

Energía: soluciones fotovoltaicas y almacenamiento

En el negocio de Energía, a través de Saesa Innova, se continuó impulsando el desarrollo de soluciones renovables de gran escala. En los últimos dos años se han construido más de 60 MW de sistemas fotovoltaicos, tanto en proyectos industriales como en PMGD, consolidando una propuesta que combina tecnología, eficiencia y seguridad.



Durante 2025, los proyectos fotovoltaicos avanzaron de manera consistente, aportando confiabilidad y sostenibilidad al sistema eléctrico. A este desarrollo se sumó el servicio de mantenimiento fotovoltaico, orientado a asegurar la continuidad operativa y el desempeño de las instalaciones en el largo plazo.



Asimismo, se puso en operación el primer sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS) para un cliente industrial en el sur de Chile, permitiendo el uso de energía limpia en horario punta y reforzando el rol de la compañía como habilitador de soluciones energéticas flexibles e innovadoras.



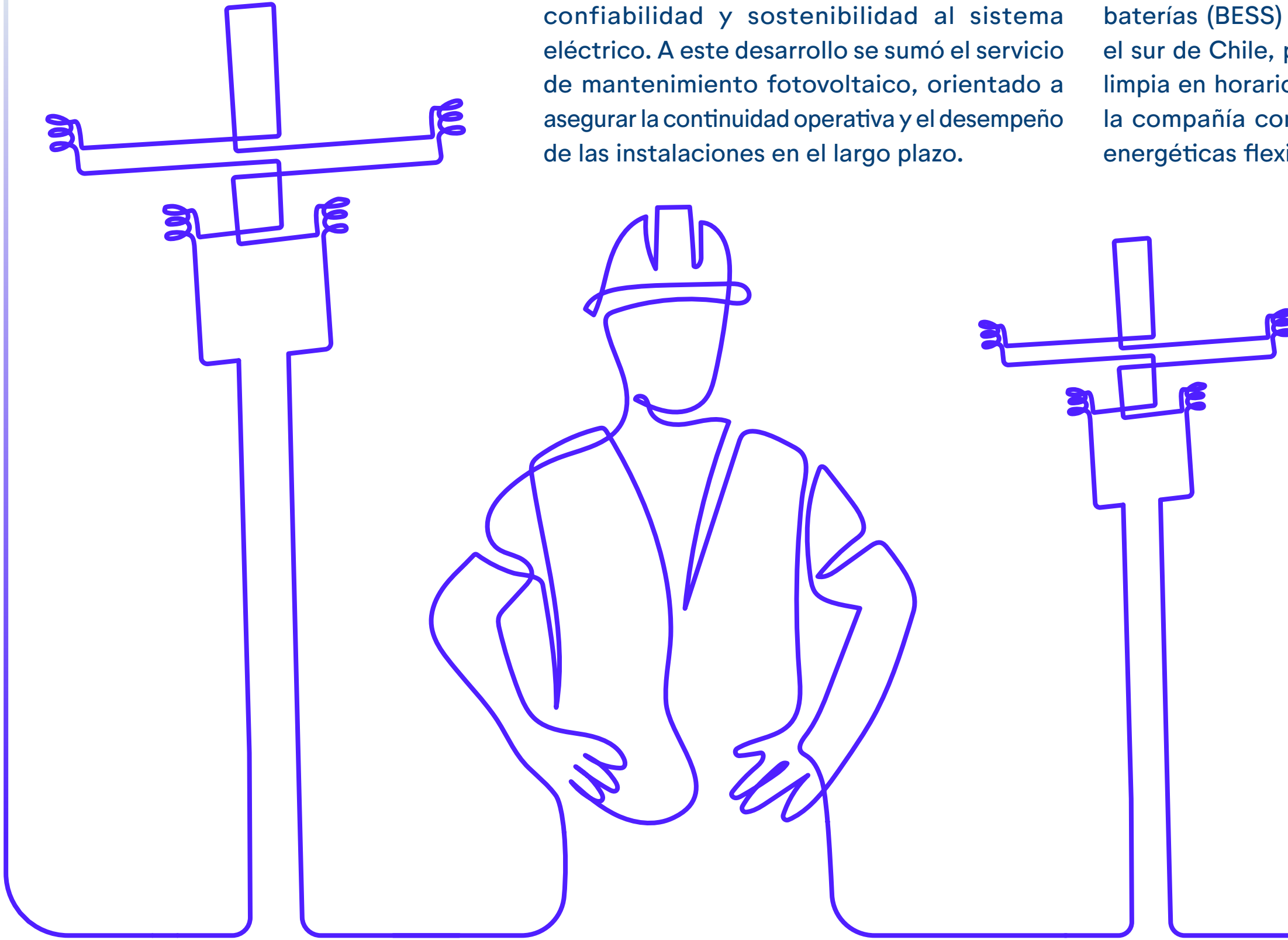
Obras eléctricas: expansión y soluciones integrales

Durante 2025, el área de obras eléctricas continuó su proceso de expansión, abordando nuevos desafíos y acompañando a distintos sectores productivos con soluciones cada vez más integrales.

En el sector inmobiliario, destacó la ejecución de proyectos de electrificación para Inmobiliaria Avifel, una relación comercial de largo plazo que suma más de 2.000 viviendas electrificadas, con 9 proyectos ejecutados y 5 en ejecución.

En infraestructura vial, el proyecto “Ampliación y Reposición Ruta V-85 CR Longitudinal Ruta 5 – Calbuco” permitió mejorar una vía clave para la conectividad local, incorporando 3,5 km de canalización soterrada, 121 luminarias LED y 6 proyectores LED, elevando los estándares de seguridad y visibilidad. El proyecto fue desarrollado junto al Consorcio Asfalcura – Icafal, con foco en eficiencia, innovación y aporte al entorno.

Estos avances se complementaron con el reconocimiento de 5 Estrellas en Seguridad, otorgado por la Cámara Chilena de la Construcción, reflejo del trabajo sostenido de los equipos y de una cultura preventiva transversal a los proyectos.

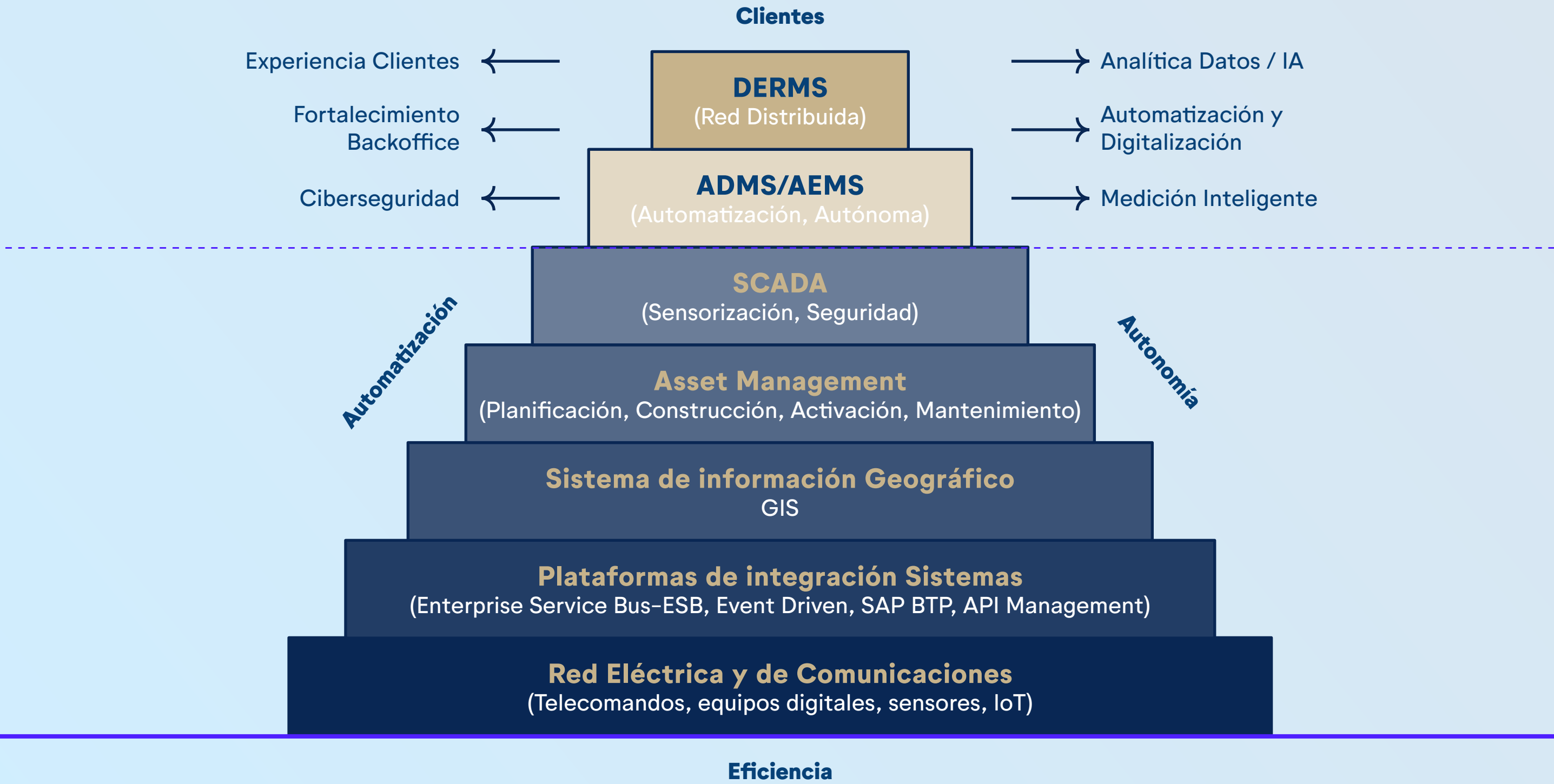


LÍDERES EN INNOVACIÓN Y CIBERSEGURIDAD

La innovación y la digitalización constituyen habilitadores claves para el avance de la transición energética, particularmente en Chile, donde su impacto se refleja en la optimización de las operaciones, el aumento de la eficiencia y la mejora de la experiencia de colaboradores y clientes, junto con un fortalecimiento de la confiabilidad del sistema eléctrico. Estos elementos resultan decisivos para la construcción de un modelo energético más sostenible y resiliente.

La incorporación de tecnologías avanzadas, como redes inteligentes, medidores conectados y sistemas de gestión predictiva, permite una administración más eficiente de los recursos y facilita la integración de energías renovables, contribuyendo a un suministro eléctrico más flexible y confiable. En este contexto, la ciberseguridad cumple un rol esencial en la protección de infraestructuras críticas, resguardando la estabilidad y continuidad del servicio en un entorno cada vez más digitalizado.

En los últimos años, la gestión ha avanzado hacia una integración más profunda de la innovación y la tecnología en las distintas líneas de negocio, con foco en la transformación digital. Este proceso busca evolucionar hacia un modelo de Smart Enterprise, aprovechando las oportunidades que ofrecen las nuevas tecnologías y las tendencias de la industria, con el objetivo de responder de manera efectiva a los desafíos actuales y futuros del sector y de dar soporte a la transición energética.



BENEFICIOS ESPERADOS

- Reducción SAIDI
- Optimización de redes
- Satisfacción del Cliente
- Disminución 60% en esfuerzo para recolección y uso de Datos
- Reducción Perdidas Técnicas
- Reducción Perdidas No Técnicas
- Mitigación de riesgos por obsolescencia de plataformas



PROYECTOS DE INNOVACIÓN
Y CIBERSEGURIDAD



Contact Center Cloud

Mejorar significativamente la eficiencia operativa y la calidad del servicio al cliente, a la vez que se garantiza una mayor flexibilidad y escalabilidad para enfrentar los desafíos actuales y futuros en el sector eléctrico. Este proyecto se definió en 2 fases, la primera con foco en modernizar nuestra plataforma de contact center desde una solución onpremise a Cloud cuyo proyecto fue finalizado de manera exitosa durante el 2024, la segunda fase es avanzar en la omnicanalidad y opticanalidad con foco en entregar una mejor experiencia a los clientes con el uso de nuevas tecnológicas como WhatsApp, agentes virtuales, análisis de voz e IA.

Transformación SAP – Migración a SAP S4/Hana

Realizar la transformación de nuestro Sistema SAP desde la versión SAP ECC OnPremise hacia la última versión de SAP S4/Hana en la Nube utilizando el nuevo modelo de servicio de SAP RISE Este proyecto se diseñó en 3 fases: 1.- Migración del ECC a la nube usando el servicio de soporte SAP RISE finalizada en 2024 con éxito, 2.- Discovery S4, que tenía como objetivo definir el alcance para realizar la migración a la nueva versión de SAP S4 finalizada con éxito en los primeros meses de 2025, 3.-Migración S4, es el proyecto final de migración que inicia en 2025 y finaliza en 2026.

SCADA (+Dx)

Implementación de una plataforma de clase mundial orientada a la operación y gestión del sistema eléctrico de distribución, con foco en fortalecer la toma de decisiones y dar soporte a la transición energética. Además, este proyecto va a generar una sinergia entre la distribución y transmisión, ya que la plataforma utilizada será la misma para ambas líneas de negocio. Este proyecto será desarrollado entre el 2025 y 2027.

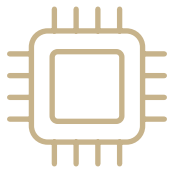


Máster Plan Ciberseguridad

El plan estratégico de ciberseguridad se desarrolla en tres fases. En la primera fase, ya completada, se estableció una nueva matriz de riesgos, una organización de ciberseguridad, y un panel de control para monitorear la seguridad en tiempo real. Además, se mejoró el plan de concienciación del personal y se aseguraron las plataformas mediante la evaluación de vulnerabilidades.

En la segunda fase, en curso, se están remediando los hallazgos de la fase anterior, protegiendo el acceso a la red de TI e integración de OT. Otro de los pilares de esta fase es monitorear y controlar la infraestructura de ciberseguridad de OT, estableciendo controles de acceso más restrictos, como la tecnología de Zero Trust. También se están mejorando los servicios del Centro de Operaciones de Seguridad (CSOC), la gestión de identidades y la prevención de pérdida de datos.

En la tercera fase, se definirán controles y una línea base para la infraestructura crítica, se establecerán políticas de protección de datos personales y controles de acceso más rigurosos para usuarios privilegiados. Además, se implementarán nuevas tecnologías para la seguridad en la nube, el desarrollo seguro y la gestión de continuidad de negocio, mientras se actualizan tecnologías obsoletas y se refuerza la prevención de pérdida de datos.



Proyectos de Inteligencia Artificial

La Compañía desarrolla un portafolio de proyectos de Inteligencia Artificial orientado a la generación de valor, con foco en el fortalecimiento de la productividad, la eficiencia operativa y la potenciación del rol de los colaboradores. Estas iniciativas integran analítica avanzada e inteligencia artificial aplicada para resolver desafíos concretos del negocio y optimizar procesos clave.

Entre las principales iniciativas se destacan:

1

Reclamos IA: implementación de agentes de inteligencia artificial para la atención de reclamos de clientes, orientada a mejorar la productividad y reducir los tiempos de respuesta. Su puesta en operación se proyecta para 2026.

2

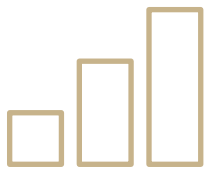
IA generativa y despachador automático en el sistema técnico: iniciativa destinada a disminuir la carga de tareas administrativas y repetitivas en los centros de control de distribución, optimizando el desempeño de los despachadores. Su implementación está prevista para 2026.

3

Proyecto IRIS: solución basada en la captura y análisis de imágenes en terreno mediante cámaras de alta resolución montadas en vehículos, que permite levantar inventario de activos y detectar anomalías en la red de baja tensión. Durante 2025 se ejecutó un piloto con resultados positivos, proyectándose para 2026 el despliegue de dos nuevas unidades equipadas con esta tecnología en la zona de concesión.

4

Planificación y control de pérdidas: iniciativa orientada a la identificación de eventuales pérdidas de energía mediante modelos de inteligencia artificial y analítica avanzada. Esta solución se encuentra operativa en todas las zonas de concesión, contribuyendo a fortalecer los procesos de inspección y control.



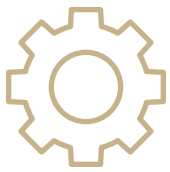
Modelo Gestión Activos Tx + Valorización

Implementar una solución de analítica e inteligencia artificial que nos permita la gestión de los activos de transmisión y su respectiva valorización, este proyecto está en ejecución y finalizara durante el 2026.



Procesos Comerciales – APP Corte & Reposición

Implementar una nueva solución de corte y reposición, con foco en mejorar la experiencia de nuestros clientes, el control y seguimiento de los equipos en terreno. Proyecto finalizado durante el 2025.



Proyecto MDM

Este proyecto forma parte del plan de modernización de las plataformas que soportan los procesos de medición inteligente. La implementación de un nuevo MDM (Meter Data management) nos permite garantizar el proceso de facturación MI con un crecimiento del volumen de medidores sin afectar el rendimiento de los sistemas y asegurando una fuente única de información de la medida certificada.

IMPULSANDO LA TRANSFORMACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La innovación se aborda como un habilitador transversal del desempeño del negocio, orientado a mejorar la eficiencia operativa, fortalecer la resiliencia del sistema y apoyar la evolución de la experiencia de clientes. En este contexto, se han desarrollado capacidades internas y metodologías de aprendizaje continuo que permiten una toma de decisiones más ágil y basada en evidencia. Al cierre de 2025, la organización gestionaba un portafolio de 59 iniciativas, que abarca desde la identificación de problemáticas hasta su implementación efectiva.

Este enfoque incorpora una etapa de experimentación ágil, basada en MVPs y pilotos, que permite validar hipótesis, optimizar el uso de recursos y reducir riesgos en etapas tempranas. De este modo, solo las iniciativas con mayor potencial de generación de valor avanzan hacia fases de escalamiento. En este marco, la inteligencia artificial y la analítica se integran como herramientas clave para resolver desafíos concretos del negocio, materializándose en soluciones como:

1

Asistentes inteligentes y chatbots integrados a los procesos de negocio, orientados a fortalecer la experiencia de clientes y la gestión de interacciones.

2

Modelos de optimización para la planificación y gestión de recursos en terreno, orientados a mejorar la productividad y la coordinación de la operación.

3

IA y analítica en el monitoreo de la infraestructura eléctrica, incorporando capacidades predictivas que permiten anticipar eventos y orientar la gestión de mantenimiento.

4

Modelo integral de gestión basado en datos para la detección y gestión de pérdidas de energía.



DESARROLLO DE CAPACIDADES DE INNOVACIÓN

Como parte del fortalecimiento de la innovación en distribución, se impulsaron iniciativas orientadas al desarrollo de capacidades internas y la instalación progresiva de una actitud innovadora en los equipos, entendida como una disposición abierta al cambio, con flexibilidad, agilidad y visión de futuro, que habilita nuevas formas de abordar los desafíos del negocio.



Hackathon de Innovación Dx: El Talento en Acción para Crear Valor

En 2025, la segunda edición de la Hackathon de Innovación Dx (Dx-Hack) se consolidó como una instancia clave para el desarrollo de capacidades y la colaboración transversal. En esta versión, la iniciativa amplió su alcance al incorporar nuevos procesos de la distribuidora y fortalecer la conexión entre áreas frente a desafíos reales.

El desafío se centró en el desarrollo de asistentes virtuales mediante Copilot Studio y Azure OpenAI, enfocándose en crear MVPs aplicables a diversos ámbitos de la distribución. Esta experiencia permitió a los equipos experimentar con tecnologías de vanguardia en contextos operativos, generando aprendizajes prácticos que agregan valor desde el talento interno y fortalecen la cultura organizacional.

Programa Solvers: De Problemas a Soluciones

En 2025 se lanzó el Programa Solvers, iniciativa que posiciona a los colaboradores como agentes de cambio activos frente a los desafíos del negocio. El objetivo es conformar una red dedicada a identificar y validar soluciones innovadoras, proporcionándoles herramientas, metodología y el respaldo de la Oficina de Innovación para incubar propuestas y transformarlas en resultados concretos.

Más allá de los proyectos técnicos, el programa impulsa una evolución cultural que promueve el paso del diagnóstico a la acción. Al involucrar directamente al talento interno, se refuerza la idea de que la innovación surge cuando las personas se reconocen como parte fundamental de la solución, generando un impacto directo en la eficiencia de la distribución.

Formación y Aprendizaje: Habilitando Nuevas Formas de Trabajo

Durante 2025, el plan de formación en innovación dio continuidad al fortalecimiento de habilidades y nuevas metodologías de trabajo para colaboradores de diversas áreas. La estrategia integró charlas especializadas con capacitación técnica aplicada, destacando el uso de Python para la gestión de datos y el desarrollo de soluciones.

Estas instancias se complementaron con visiones externas y plataformas digitales, sumando más de 2.000 horas de dedicación. Este esfuerzo refleja una inversión sostenida en el talento interno, consolidando formas de trabajar más ágiles y alineadas con los desafíos tecnológicos del negocio.

RECONOCIMIENTOS EN INNOVACIÓN

Segundo Lugar – Ranking Most Innovative Companies 2025

La empresa obtuvo el segundo lugar, en la categoría Utilities, en el Ranking Most Innovative Companies 2025, una iniciativa que evalúa y compara la madurez de las capacidades de innovación de las organizaciones participantes.

Este ranking tiene como foco medir el grado de integración de la innovación en la gestión y en la propuesta de valor de las compañías, a través de un modelo de diagnóstico con respaldo técnico y validación académica, que observa el desarrollo sistemático de capacidades para innovar. El resultado obtenido constituye un reconocimiento externo al avance de Grupo Saesa en la instalación de prácticas, procesos y capacidades de innovación, en línea con los desafíos de transformación del negocio.

INNOVACIÓN EN
TRANSMISIÓN

En nuestra búsqueda de excelencia operativa, este año consolidamos proyectos de innovación en Transmisión plenamente alineados con las metas estratégicas de cada una de las Gerencias que conforman la Gerencia de Transmisión.

Estas iniciativas integran eficiencia, resiliencia y optimizaciones, posicionando al área de innovación como un pilar estratégico que impulsa, en conjunto con los equipos de Transmisión, la generación de valor en la compañía.



Trabajo en Células de Innovación en Operación y Mantenimiento

Durante este año, el área de Operación y Mantenimiento (O&M) de Transmisión ha experimentado una profunda transformación en su cultura de trabajo. La implementación del modelo de Células de Innovación ha redefinido nuestra forma de abordar los desafíos de la red, marcando una evolución fundamental: hemos transitado desde una innovación tradicional y reactiva —impulsada principalmente por la necesidad del momento— hacia un enfoque estructurado, metódico y respaldado por estudios técnico-económicos, enmarcado íntegramente bajo el procedimiento formal de innovación de la Compañía.

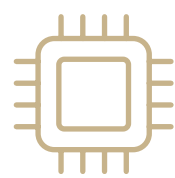


Las 19 células de innovación operan a través de equipos multidisciplinarios, bajo la tutela estratégica de un líder de innovación. La misión de este líder es clave: canalizar y llevar el conocimiento técnico y empírico al papel, formalizando ideas y cuestionando los supuestos del status quo diario. Esta sinergia analítica y colaborativa está diseñada específicamente para anticipar y disminuir riesgos estratégicos, ser eficientes en el uso de los recursos internos y, como fin último, mejorar sustancialmente la calidad del servicio que entregamos.

Más allá de los indicadores de desempeño, esta nueva estructura y cultura consolida un cambio de mentalidad profundo.

Al integrar la formalidad del procedimiento con el empoderamiento de los líderes, las Células de Innovación fomentan la mejora continua desde las bases. Así, nuestros especialistas y técnicos evolucionan de ser ejecutores, a convertirse en los principales gestores de la confiabilidad del sistema, garantizando una operación de Transmisión más segura, robusta y alineada con los desafíos futuros del Grupo.





Ingeniería Automática: Diseñando el Futuro con Inteligencia

La Transformación Digital redefine cómo concebimos nuestra infraestructura, creada usualmente a mano, para ahora ser producida mediante “Ingeniería Automática”.

Este año, marcamos un hito al pilotar un modelo 3D inteligente para el diseño de subestaciones.

Este innovador proyecto es completamente dinámico: permite a nuestros equipos modificar elementos desde una interfaz amigable, adaptando el diseño de una subestación a las necesidades de cada proyecto en una fracción del tiempo tradicional.

El poder de esta herramienta radica en su integración y automatización. Al vincular el modelo de una subestación en 3D con los “entregables” de ingeniería, el sistema genera gran parte de la ingeniería básica, incluyendo planos, elevaciones y cubicaciones de cualquier obra.

Esta sincronización asegura consistencia absoluta, reduce a cero los errores manuales y nos otorga la ventaja estratégica de licitar proyectos a corto plazo, acelerando considerablemente el estudio de posibles obras y proyectos para la Gerencia de Transmisión.

El impacto estratégico de esta iniciativa se basa en la optimización de tiempos de nuestro capital humano y la aceleración de los procesos. Al automatizar el trabajo, maximizamos la rentabilidad de las horas de ingeniería, enfocando el talento en la creación de valor, la innovación en soluciones complejas y la gestión de riesgos desde la concepción de la obra.



Proyecto Build: El Ecosistema Inteligente y la Evolución de la Construcción

Si la metodología BIM anterior transformó el diseño de nuestras ingenierías, el Proyecto Build representa su evolución y continuación natural hacia la etapa constructiva. A través del pilotaje de esta plataforma, se añade una capa extra de inteligencia a la gestión de activos, asegurando la trazabilidad completa de la documentación en la obra y de la información de los activos. Esta iniciativa erradica los procesos basados en papel y planillas, habilitando herramientas 100% digitales, como el Libro de Obra Digital y el Control de Avance Automatizado, para garantizar un registro transparente y trazable.

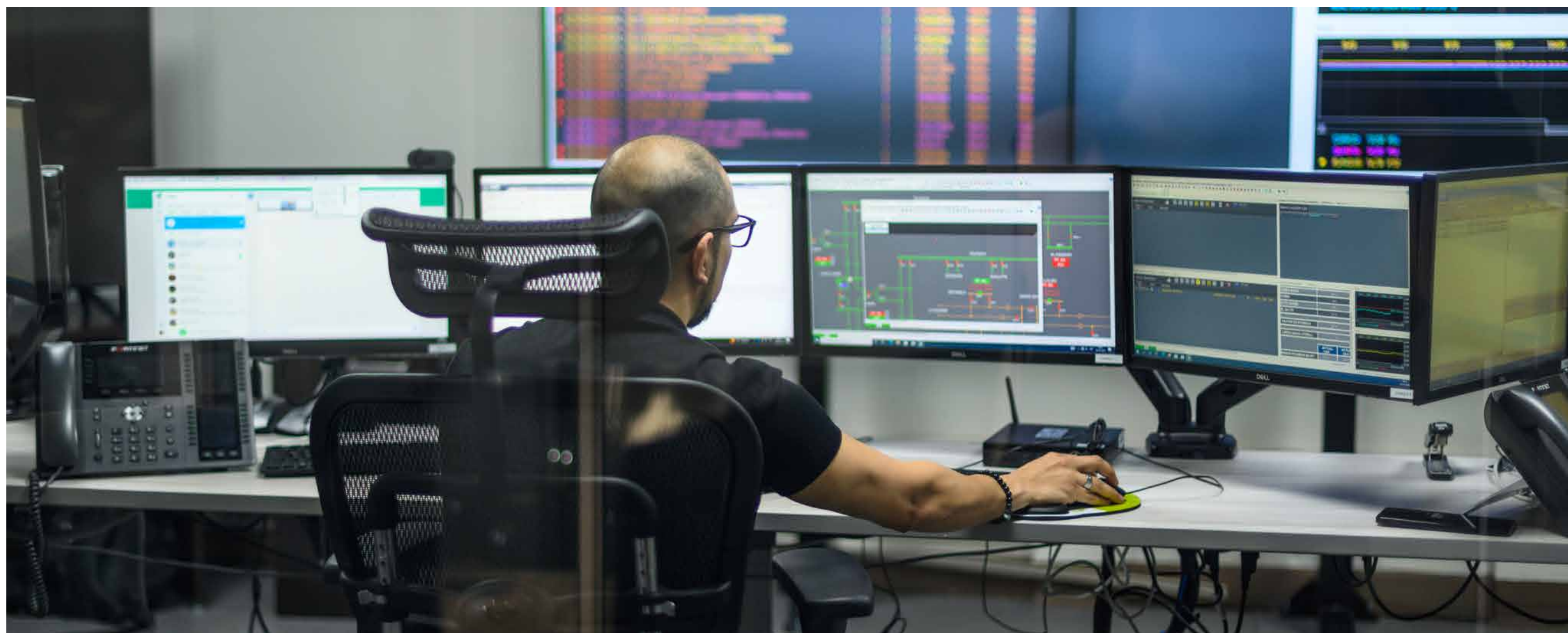
El motor de esta disrupción es el trabajo colaborativo en la nube de Autodesk. Este entorno rompe los silos históricos de la construcción, unificando a los equipos de Proyectos, OACC, Ingeniería, PMO y las empresas Contratistas. Esta integración materializa, una conexión fluida y en tiempo real entre el terreno y la oficina. Mediante el uso de tablets directamente en las faenas, los equipos interactúan con la planimetría en 3D, firman formularios digitalmente y levantan incidencias que Ingeniería visualiza y resuelve al instante, eliminando tiempos muertos y mitigando riesgos durante la ejecución.

A nivel de gestión, Build transforma la complejidad que conlleva la reportabilidad desde terreno, en un panel ejecutivo automático.

La plataforma extrae los datos de la obra para generar reportes instantáneos con KPIs estratégicos y controla de forma autónoma los plazos para la gestión de cartas, RFIs y trazabilidad contractual.

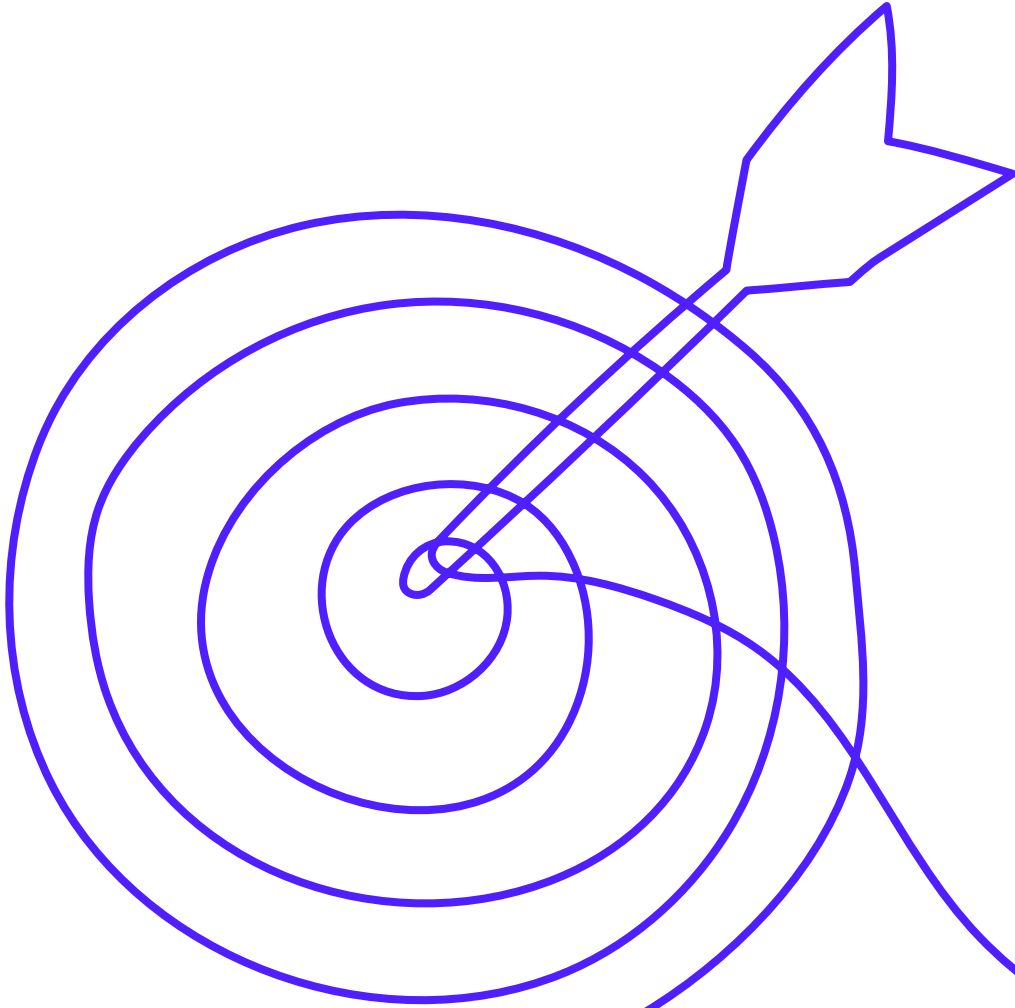
Finalmente, el impacto definitivo de este ecosistema se concreta en su conexión directa con la hoja de ruta de Operación y Mantenimiento.

Al automatizar el traspaso de información As-Built desde la fase de construcción hacia la operación, Build sienta las bases tecnológicas para integrarse con el Gemelo Digital de OyM y así, predecir comportamientos y optimizar el ciclo de vida de los activos desde su primer día en servicio.



FOCO EN EL CLIENTE

Durante 2025, la Compañía consolidó su enfoque de cliente al centro, fortaleciendo su modelo de atención y experiencia de clientes, junto con su resiliencia operativa y capacidad de respuesta en un contexto marcado por contingencias climáticas y cambios relevantes en el entorno.



El año estuvo marcado por eventos climáticos de alta intensidad, principalmente durante el primer semestre, a lo que se sumó el blackout nacional del 25 de febrero, poniendo a prueba la resiliencia de la operación y los procesos de atención. En este contexto, la gestión de clientes electrodependientes y clientes críticos se mantuvo como una prioridad, reforzando capacidades que se han fortalecido de manera progresiva en el tiempo. Tras un período de alta exigencia, la operación logró estabilizarse, robustecer sus procesos y avanzar desde una lógica predominantemente reactiva hacia una gestión más anticipatoria, con una mirada integral del viaje del cliente.



El 25 de mayo de 2025 se registró por primera vez un tornado en la ciudad de Puerto Varas, clasificado preliminarmente como categoría EF 1 en la escala Fujita mejorada, con vientos estimados entre 138 y 178 km/h. El fenómeno, asociado a un sistema frontal activo, fue calificado como inusual para la zona y generó daños materiales relevantes, afectando viviendas, infraestructura urbana, redes eléctricas y actividades comerciales.

La emergencia activó protocolos por parte de las autoridades y requirió una respuesta operativa intensiva para la reposición del servicio eléctrico. El evento impactó una superficie aproximada de 83 hectáreas, con caída de árboles y postes del tendido eléctrico y afectación de infraestructura del sector céntrico. La movilización de más de 122 brigadas y 350 personas permitió restablecer el 90% del suministro en menos de 15 horas, reflejando la capacidad de recuperación del sistema y la coordinación de los equipos en terreno.

Este tipo de fenómenos ha abierto reflexiones respecto de la posible influencia del cambio climático en la ocurrencia de eventos meteorológicos extremos en el sur de Chile, reforzando la relevancia de contar con sistemas eléctricos resilientes y capacidades de respuesta oportunas.

En paralelo, los incrementos tarifarios representaron un desafío para la percepción de los clientes a nivel local y nacional. Frente a este escenario, se implementaron planes de comunicación y acciones de acompañamiento orientados a informar y mitigar su impacto. Como resultado, se registró una mejora sostenida en los niveles de satisfacción, alcanzando un promedio anual histórico de 52%, con un desempeño favorable frente a otras empresas distribuidoras del país.



TRANSFORMACIÓN HACIA UNA EXPERIENCIA CENTRADA EN EL CLIENTE

Durante 2025, la Compañía continuó avanzando en la implementación de su propuesta de valor Relación y Resolución, como parte del proceso de transformación iniciado en años anteriores.

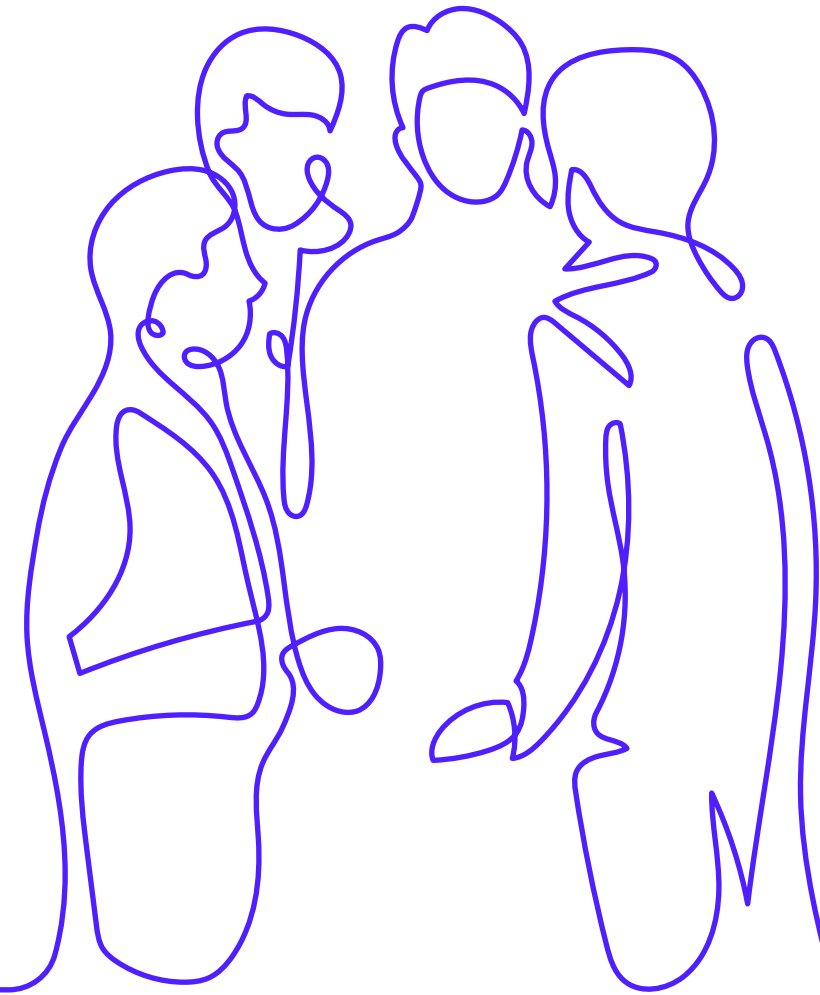
Este enfoque permitió consolidar una plataforma de atención más robusta e integrada, alineada con los desafíos definidos en la planificación estratégica.

La digitalización de la atención registró avances relevantes, alcanzando que el 55% de las transacciones de clientes se realizara a través de canales digitales. Entre los principales hitos destaca la incorporación del canal WhatsApp, cuya implementación durante eventos climáticos de alta demanda fortaleció la capacidad de contacto y respuesta. Este proceso se desarrolló de manera progresiva, manteniendo alternativas de atención personalizada para los segmentos que así lo requieren.

Al cierre del año, la Compañía contaba con más de 1.500 clientes electrodependientes, para quienes dispone de soluciones permanentes de respaldo energético, una línea de atención exclusiva y un sistema de monitoreo continuo que asegura un servicio acorde con la criticidad de sus necesidades.

En cultura de servicio, se registró un avance significativo, pasando de 80% en 2018 a 89% en 2025, reflejo del trabajo sostenido por instalar una orientación al cliente en toda la organización. El Programa Macro de Clientes fue un habilitador clave de este resultado, destacando su extensión a empresas contratistas y el fortalecimiento del análisis de incidentes y aprendizajes asociados a la experiencia de clientes.

Asimismo, en octubre de 2025 se cumplió el plazo normativo para implementar los nuevos procesos de conexión de suministros, lo que permitió redefinir la atención de estos requerimientos. Este avance impactó directamente la experiencia de clientes e instaladores eléctricos, segmento con el cual se fortaleció el relacionamiento mediante jornadas periódicas de capacitación, alcanzando a más de 750 instaladores en la zona de concesión.



PROCESOS COMERCIALES

La Compañía continúa con la revisión integral de los procesos comerciales iniciada en 2024, abarcando todas las etapas desde la toma de lectura hasta el despacho de cuentas y la facturación. Este trabajo permitió consolidar aprendizajes y avanzar hacia una mayor estandarización y eficiencia en la gestión, fortaleciendo la calidad del servicio y la transparencia operativa.

Entre los principales avances del año destaca la modernización de las plataformas digitales, que optimizó la entrega de documentos y la gestión de corte y reposición por deuda, mejorando la trazabilidad de los procesos. Asimismo, se consolidó la boleta digital, alcanzando más de 500.000 clientes adheridos, lo que representa un avance relevante en eficiencia operativa, digitalización y sostenibilidad.

En paralelo, se avanzó en la implementación de soluciones de inteligencia artificial aplicadas a los procesos comerciales, orientadas a optimizar el uso de recursos tanto en terreno como en backoffice. Estos desarrollos han contribuido a mejorar la eficiencia operativa y a impulsar una evolución en la gestión comercial, acompañada de programas de capacitación para fortalecer las capacidades de los equipos.

En el ámbito regulatorio, durante 2025 se inició la implementación de las exigencias definidas en la Norma Técnica de Distribución publicada en mayo de 2024.

Entre los cambios más relevantes se encuentra la redefinición del proceso de conexión y ampliación de servicio, incorporando nuevas etapas y requisitos a nivel sistémico.

En materia de reclamos, durante 2025 se registraron 42 mil casos, cifra inferior a los 47 mil de 2024 —año marcado por eventos climáticos—, aunque superior a los 29 mil de 2023, evidenciando una tendencia creciente en los últimos años. El mayor volumen se concentró en casos comerciales asociados a las alzas tarifarias.

Frente a este escenario, durante el año se inició un proceso de reingeniería del modelo de atención de reclamos, incorporando estandarización de servicios técnicos para daños de artefactos, soluciones más ágiles para reclamos técnicos, uso de inteligencia artificial en etapas del proceso y una gestión basada en datos.

Esta hoja de ruta busca fortalecer la capacidad de respuesta, cuyos resultados comenzarán a observarse durante 2026.

MARKETING, SERVICIOS AL ALCANCE DE TODOS

Con el objetivo de facilitar la vida de las personas y promover el uso de soluciones tecnológicas, durante 2025 la Compañía lanzó la campaña “Energía que nos conecta”, orientada a acercar a los clientes los servicios digitales disponibles para gestionar su suministro eléctrico de forma simple y segura.

En los últimos años se han impulsado diversos canales y soluciones digitales que permiten realizar trámites sin acudir a una oficina, entre ellos la Oficina Virtual, la aplicación móvil, formularios en línea, el canal de atención vía WhatsApp, la medición inteligente y el sitio web renovado. Estas herramientas han sido diseñadas bajo criterios de autogestión, seguridad y disponibilidad permanente, contribuyendo a una experiencia de servicio más ágil y accesible.

Un estudio realizado a fines de 2024 evidenció que los principales beneficios valorados por los clientes al utilizar canales digitales son la rapidez y comodidad del servicio, el ahorro de tiempo y costos, la posibilidad de pagar oportunamente la boleta, recibir notificaciones útiles y acceder a mayor transparencia en la información sobre el consumo eléctrico.

La estrategia de comunicación también reconoce las particularidades del sur de Chile, donde factores como el clima, la geografía y la dispersión territorial influyen en las necesidades de los clientes. En este contexto, la digitalización se ha consolidado como una herramienta clave para facilitar el acceso a los servicios eléctricos y fortalecer la relación con las comunidades.



RESULTADOS:

A nivel de indicadores de clientes, durante 2025 se alcanzaron niveles históricos de satisfacción, con un 52,1% de Satisfacción Global y 60,1% en comunas urbanas, superando en ambos casos las metas definidas para el período.

Estos resultados también se reflejan en el Ranking Nacional de Satisfacción de Clientes. Si bien el informe muestra una caída en la percepción del sector eléctrico durante el segundo semestre de 2025 —desde 31% en diciembre de 2024 a 21% en diciembre de 2025—, la Compañía logró mantener un desempeño estable e incluso mejorar su posición, aumentando de 44 a 45 puntos, en contraste con la caída observada en otras distribuidoras del país.

Durante el año, la Compañía fue además finalista en la categoría Empresa B2C con Mejor Estrategia de Experiencia de Clientes y obtuvo el primer lugar en la categoría Ejecutivo CX, reconocimiento otorgado por el Centro de Estudios y Servicios (CES) de la Universidad Adolfo Ibáñez, destacando entre más de 30 empresas participantes. En esta última categoría fue reconocida Bárbara Boekemeyer, seleccionada por un jurado especializado por su liderazgo en la gestión de experiencia de clientes.

RESULTADOS FINANCIEROS

El EBITDA de la compañía al 31 de diciembre de 2025 alcanzó los MM\$252.548, mostrando un incremento de 14.6% con respecto a lo mostrado a diciembre de 2024.

Los ingresos acumulados al 31 de diciembre de 2025 ascendieron a MM\$1.119.810, cifra superior en MM\$74.495 respecto al mismo período del año anterior, lo que equivale a un aumento del 7,1%. Este crecimiento se explica principalmente por mayores ingresos en los negocios de Distribución MM\$76.908, Transmisión MM\$8.800 y Otros ingresos en MM\$2.739, los que fueron parcialmente compensado por una disminución en los ingresos de Generación y Comercialización en MM\$3.407.

En cuanto a las ventas físicas del segmento de distribución, estas totalizaron 4.444 GWh al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución del 0,1% respecto al mismo período de 2024.

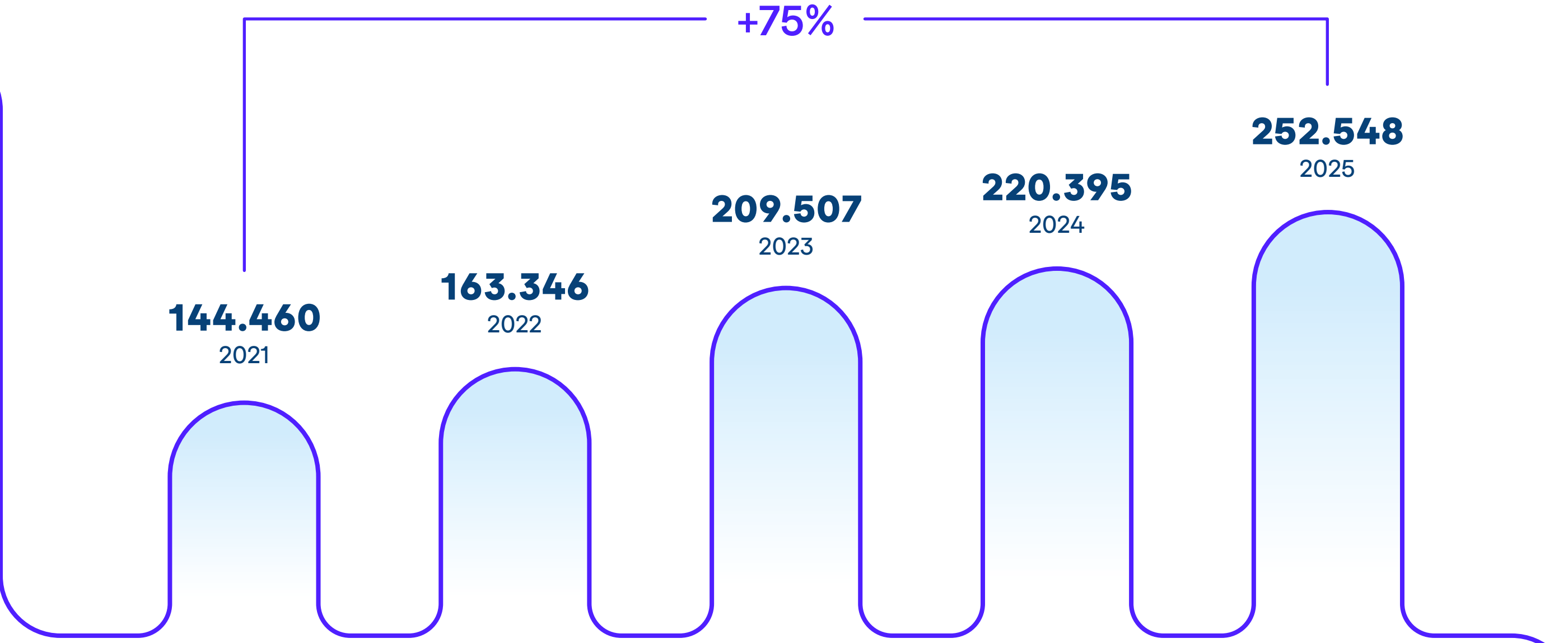
El número de clientes del segmento de distribución alcanzó 1.087.371, lo que representa un incremento en 3,1% al 31 de diciembre de 2025. El mayor crecimiento se produjo en el sector residencial con 29.484 clientes adicionales respecto de diciembre 2024.

Las inversiones en CAPEX al 31 de diciembre de 2025 alcanzaron MM\$277.697, aumentando un 16,3% respecto del mismo período de 2024. Esta variación se explica por nuevos proyectos de crecimiento y refuerzos del sistema, junto con la renovación de activos y la mitigación de riesgos.

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

Las inversiones se desarrollan utilizando estrictos parámetros de decisión, tanto financieros como técnicos y estratégicos. El lineamiento básico que debe cumplir toda nueva inversión se relaciona con la claridad que exista en el marco legal en que se desenvolverá. Las fuentes de financiamiento se administran en concordancia con el plan financiero de largo plazo de la Sociedad, sus Filiales y Relacionadas. Los recursos financieros se obtienen de fuentes propias, endeudamiento tradicional, instrumentos de oferta pública y privada, y aportes de capital, siempre manteniendo estructuras estables y velando por optimizar el uso de los productos más convenientes en el mercado.

EVOLUCIÓN EBITDA (MM\$) Últimos 5 años



PROPIEDADES Y SEGUROS

Con el objeto de resguardar las actividades de la industria en las que participa, la sociedad y sus filiales poseen pólizas de seguro, de acuerdo con las prácticas habituales de la industria. Dentro de las principales coberturas, se cuenta con la de Responsabilidad Civil para las operaciones y daños físicos a terceros, la cual cubre defunciones, lesiones daños a la propiedad de terceros durante el curso del negocio.

Se incluye también la póliza de Todo Riesgo, la cual cubre por daños al negocio por causas internas/externas, avería de Maquinaria y perdida por paralización, incluye activos Tx – Gx, construcciones, stock y contenido.

Se cuenta con pólizas vehiculares, para directores y ejecutivos, la cual protege a los directores y ejecutivos frente a demandas por decisiones tomadas en sus funciones del cargo. Finalmente, la estructura de protección incluye coberturas contra terrorismo y riesgos políticos, resguardando las instalaciones y líneas de alta tensión frente a huelgas, motines o actos vandálicos.

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El Grupo Saesa es un actor relevante en el desarrollo energético de 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 de generación igual o superior a 200 MW los actores del sector eléctrico operan coordinadamente, y dicha coordinación está a cargo del Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”). En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica y Chiloé.

Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas las filiales Saesa y Edelaysen), 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. Finalmente, aquellos sistemas con una capacidad instalada inferior a 1.500 KW y que no están conectados la SEN o a los Sistemas Medianos, son calificados como Sistemas Aislados, donde Grupo Saesa tiene una importante presencia en la operación de más de 30 sistemas de generación aislados.

SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

Los sistemas de transmisión se califican en cinco grupos, de los cuales 3 tienen instalaciones calificadas como tal: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, no se puede negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos son regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras es la suma de un ingreso tarifario más un cargo a los usuarios finales. Este sistema permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos eficientes asociados a la operación de dichos activos. El valor de transmisión puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.



Sistemas de Transmisión

- 1

Sistema Nacional: son las subestaciones y líneas que se encuentran interconectadas desde Arica a Chiloé. Son económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda bajo distintos escenarios de disponibilidad de generación.
- 2

Sistemas Zonales: son las instalaciones interconectadas al sistema eléctrico dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables. Ubicadas generalmente alrededor y dentro de las ciudades donde operan las empresas distribuidoras.
- 3

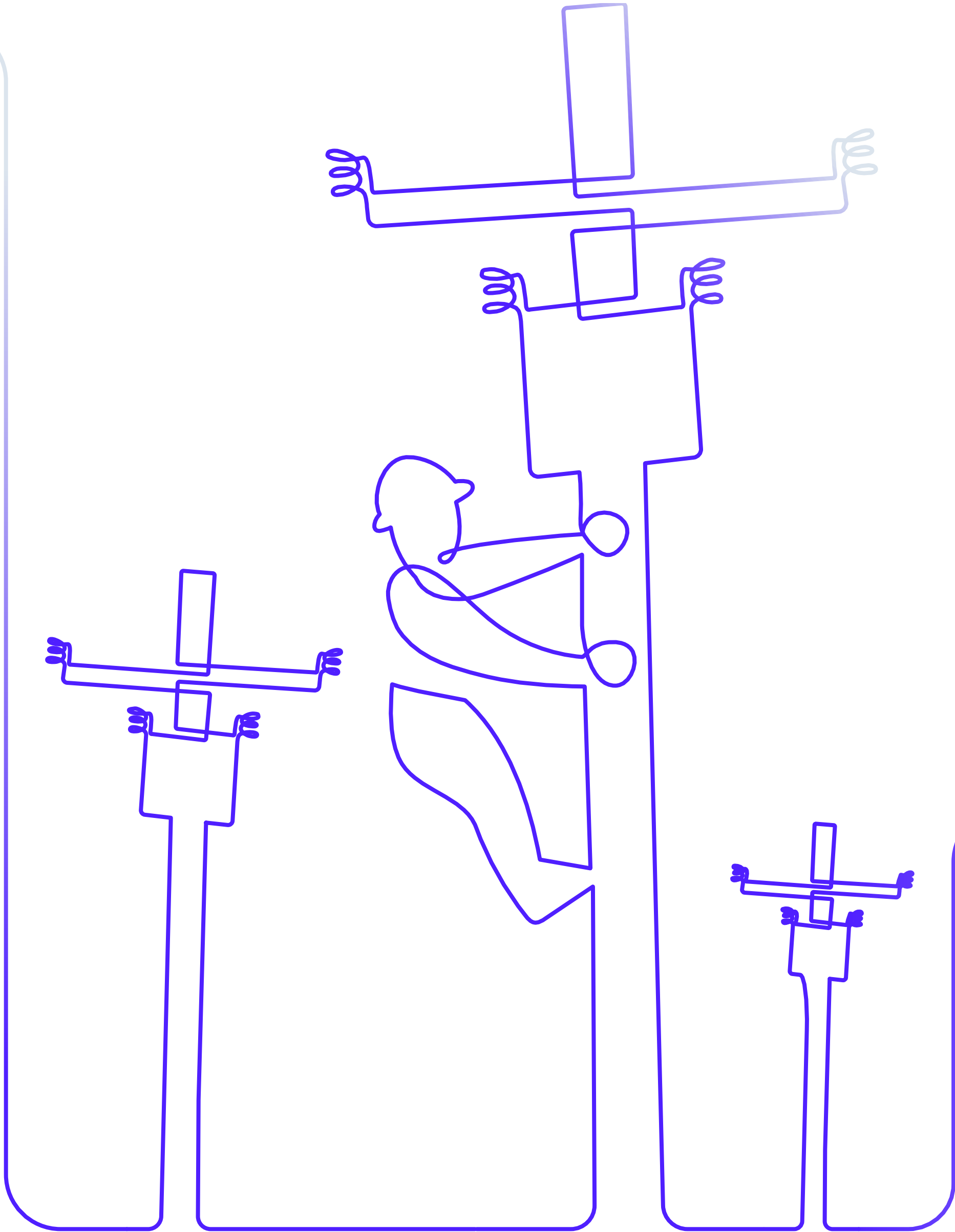
Sistemas Dedicados: líneas y equipos de transmisión destinados principalmente al suministro de energía eléctrica a clientes no regulados o a evacuar la producción de una central o un grupo reducido de centrales generadoras. El transporte por estos sistemas se rige por contratos privados entre las partes.
- 4

Sistemas de transmisión para polos de desarrollo: líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica generada en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
- 5

Sistemas de interconexión internacionales: constituidos por líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional.

En septiembre 2025, la CNE finalizó el proceso de homologación para la valorización de las instalaciones cuya puesta en servicio fue entre los años 2020 y 2023, cuyos valores deberán fijarse mediante Decretos Tarifarios emitidos por el MEN. Este proceso de valorización se realizó tomando como referencia los precios, recargos y costos de operación y mantenimiento contenidos en el Decreto MEN 7T del 2022.

Adicionalmente, se encuentra en desarrollo el Proceso de Valorización de instalaciones con vigencia entre los años 2024 a 2027. A diciembre de 2025, se está a la espera de los informes de avance N°2 de los consultores que realizan los estudios de Transmisión Nacional y Transmisión Zonal y Dedicado. Una vez terminado dichos estudios, la CNE debe elaborar y emitir su Informe Técnico, para ser observado y ser sujeto de discrepancias ante el Panel de Expertos, luego de lo cual se dará origen al respectivo Decreto Tarifario.



SEGMENTO DE SISTEMAS MEDIANOS (SSMM)

En la actualidad, Grupo SAESA opera en seis (6) Sistemas Medianos, en donde, de acuerdo con la normativa vigente, no existen las condiciones de competencia para el mercado de generación y transmisión. Por tanto, los costos de generación y transmisión son determinados en base a un Estudio realizado cada cuatro años por las empresas operadoras, que luego es revisado por la Comisión Nacional de Energía, determinando los niveles de precio, fórmulas de indexación y condiciones de operación, a través de un Informe Técnico observable y discrepable ante en Panel de Expertos, que servirá de insumo para la dictación de los respectivos Decretos Tarifario por parte del Ministerio de Energía (MEN).

En los SSMM de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, la operación y explotación están en manos de la filial EDELAYSEN, mientras que en los SSMM de Hornopirén y Cochamó, la operación y explotación está en manos de la filial SAESA.

Proceso de tarificación de los SSMM

El proceso de tarificación de Sistemas Medianos para el período noviembre 2022 – octubre 2026 concluyó en octubre de 2025 con la publicación en el Diario Oficial de los Decretos Tarifarios del MEN, con vigencia retroactiva desde noviembre 2022, que además incluyen por primera vez al Sistema Mediano de Puerto Cisnes. Adicionalmente, a fines del 2025 la CNE dio inicio al próximo Proceso de Tarificación de SSMM, correspondiente al periodo noviembre 2026 – octubre 2030.

SEGMENTO DE SISTEMAS AISLADOS

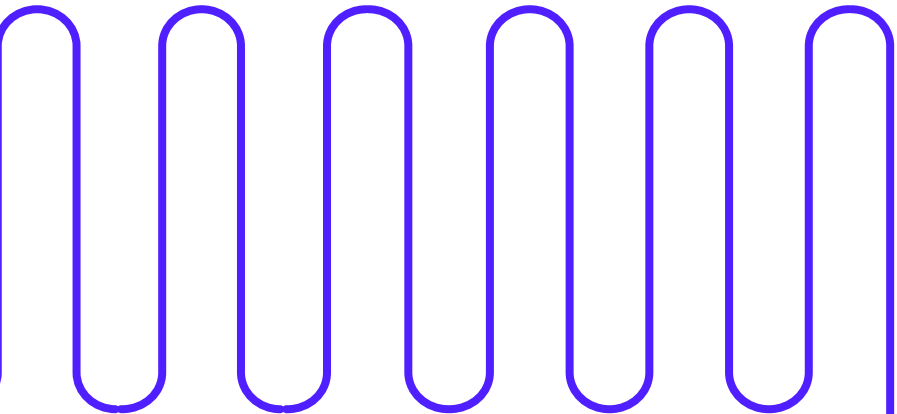
Existe un conjunto de Sistemas desconectados del SEN y los SSMM, de capacidad instalada de generación igual o inferior 1.500 kW, distribuidos en zonas aisladas en el territorio nacional insular o continental, distribuidos entra las regiones del Bio Bío, Los Lagos y Aysén, cuya operación y explotación están en manos de nuestras filiales FRONTEL, SAESA y EDELAYSEN, según corresponda.

Regulación de los Sistemas Aislados

Las condiciones de calidad técnica, comercial y régimen tarifario de los Sistemas Aislados se definen mediante un documento denominado Acuerdo Tarifario, suscrito entre la empresa eléctrica y el respectivo municipio en que se encuentre el Sistema Aislado. En atención a los altos precios de suministro, por los altos costos de suministro y baja densidad de consumo, generalmente se suscribe un Convenio de Operación entre la empresa eléctrica y el correspondiente Gobierno Regional, el que se compromete a financiar parte del costo de suministro, para que los clientes residenciales puedan pagar cuentas de consumo a niveles de precio similares a los que existen en localidades cercanas abastecidas desde el SEN o SSMM.

SEGMENTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación eléctrica es una actividad caracterizada por la libre participación y no obligatoriedad de obtener concesiones, salvo para la construcción y operación de centrales hidroeléctricas. En los Sistemas Interconectados como el SEN, existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.



Mercado de los grandes clientes	Mercado mayorista	Mercado de las empresas distribuidoras
Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 300 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados y, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.	Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.	Pertenecen a este segmento todas las trasferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (en adelante los “clientes regulados”). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras. El precio al que se realizan estas últimas transacciones se obtiene de licitaciones abiertas, transparentes y no discriminatorias, el que se establece por un período máximo de contrato de 20 años. Los precios de compraventa de electricidad de las licitaciones se establecen a nivel de barras nacionales.



Respecto del mercado para el suministro regulado de las empresas distribuidoras, durante el año 2025, la CNE propició por primera vez dos procesos de licitación, que resultaron adjudicadas exitosamente, ambas a Enel Generación Chile, de acuerdo con lo siguiente:

- **Proceso 2025/01:** La primera Licitación de mediano plazo, que busca abastecer el período 2027-2030.
- **Proceso 2025/02:** La primera Licitación de corto plazo, que busca abastecer déficits de suministro del año 2026.



SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo con la legislación, se considera distribución a todas las redes eléctricas con un voltaje máximo de 23 kV.

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

Cada cuatro años, la Comisión Nacional de Energía (CNE) fija el Valor agregado de distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en áreas típicas utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida.

Se simula una empresa modelo por cada área típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y las características de la demanda y zona de operación de una empresa de referencia en la que se basa.

Respecto al Proceso noviembre 2024 – noviembre 2028, el estudio está siendo desarrollado por el mismo consultor del Proceso anterior (INECON) y se espera que durante 2026 la CNE emita su Informe Técnico, el cual podrá ser observado y eventualmente discrepado por las empresas distribuidoras ante el Panel de Expertos.

Con ocasión de cada proceso tarifario del VAD, la CNE debe actualizar los precios de Servicios Asociados a la distribución (SSAA) y las fórmulas tarifarias para el cálculo de Peajes de Distribución. Respecto de los Peajes, en septiembre de 2025 la CNE emitió su Informe Técnico (IT) una vez resuelta la instancia de discrepancias ante el Panel de Expertos. Este IT servirá como insumo para que el MEN dicte el Decreto Tarifario respectivo.

Respecto de los SSAA, en octubre de 2024 la CNE publicó el Informe Técnico de precios a partir del cual las empresas presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos y que fueran resueltas el 31 de marzo de 2025. Posteriormente, a principios de julio de 2025, la CNE publicó su Informe Técnico recogiendo el dictamen del Panel, que fue rectificado posteriormente, a inicios de enero 2026, y que servirá de insumo al MEN para dictar el correspondiente Decreto Tarifario.

Producto de la ley N.º 21.194–19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019, se 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.

Tanto para el proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024 como para el proceso en curso, noviembre 2024 – noviembre 2028, la tasa se fijó en un 6% después de impuestos.

Todo cliente, tanto regulado como libre conectado a las redes de una distribuidora, debe pagar el VAD por el uso de dichas redes.

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios:



Ventas a Clientes Regulados

Las tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los clientes regulados se componen a grandes rasgos 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.

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.



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 cliente, de acuerdo con condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (VAD).



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





ASPECTOS GENERALES

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, llamada Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley. La LGSE establece el marco general para la prestación del servicio eléctrico, incluyendo la generación, transmisión, distribución y comercialización. Las regulaciones buscan garantizar la seguridad, eficiencia, continuidad y universalidad del servicio eléctrico, así como promover el desarrollo sustentable del sector y la incorporación de energías limpias.

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:

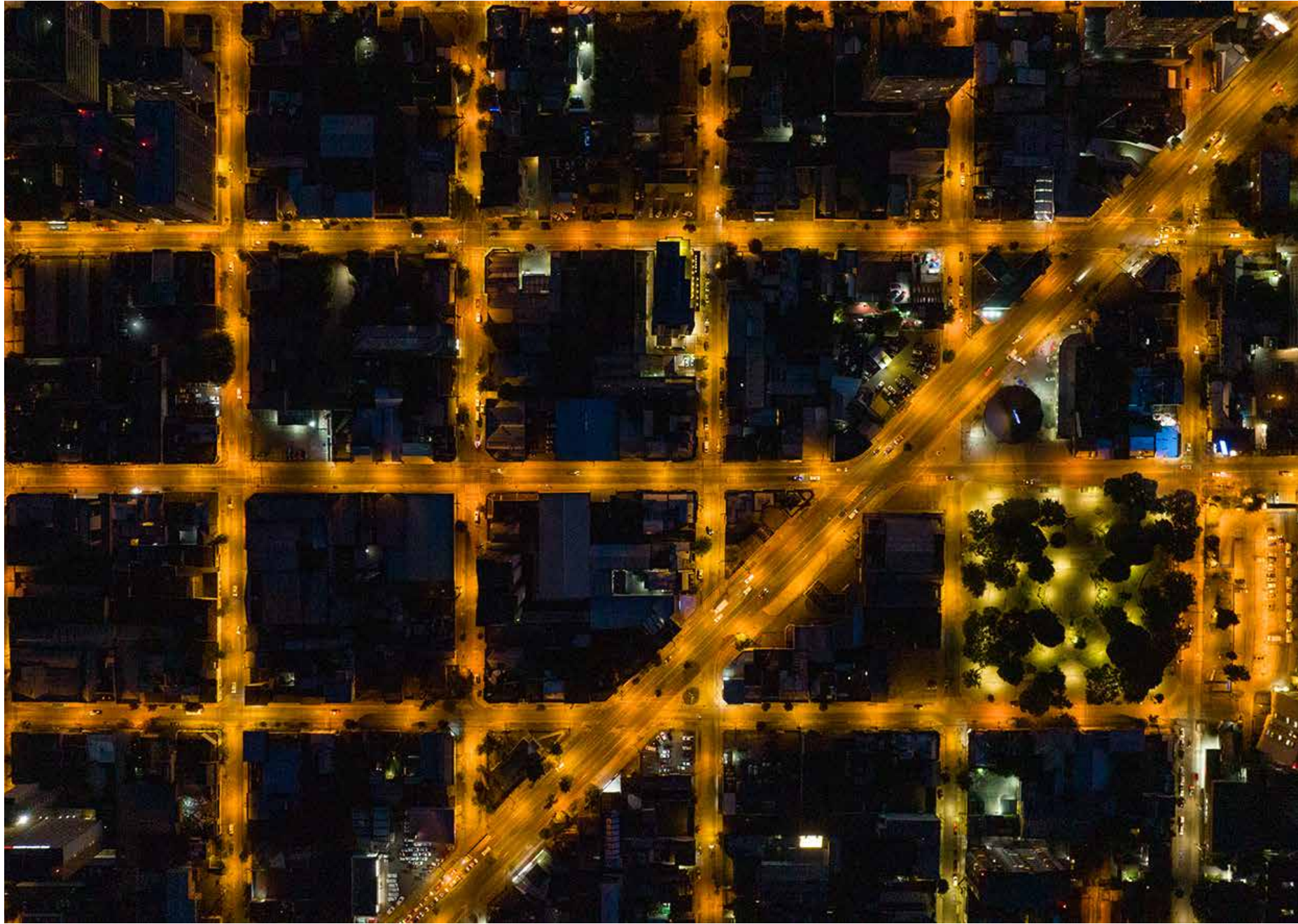
Reconocimiento de la Generación Local

(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.

Equidad Tarifaria Residencial (ETR):

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



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 de 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 primera versión de 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 Resolución Exenta de la CNE N°763-19, perfeccionando algunos puntos de la norma publicada el 2017. Posteriormente, en abril de 2024, se publicó una nueva versión de la NTCS-Dx-mediante Resolución Exenta de la CNE N°210-24 y a fines del 2025, la CNE incluyó en su plan Normativo 2026 la revisión de la NTCS-Dx, al menos en aspectos relacionados con calidad comercial.



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. Después de años de tramitación, en marzo de 2025 se publicó el Reglamento que permite hacer operativa esta Ley, según Decreto N°176 del 2023, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, que aprueba Plan de gestión y mantención de líneas aéreas y subterráneas de telecomunicaciones, que obligará a las empresas de distribución a mantener un catastro actualizado por el uso de sus redes para el tendido de redes de telecomunicaciones.



Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

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

1

Se reemplaza la tasa fija del 10% antes de impuestos por una tasa de mercado que varía entre el 6% y el 8% después de impuestos, fijándose en un 6% para los procesos tarifarios noviembre 2020 – noviembre 2024 y noviembre 2024 – noviembre 2028.

2

Cada proceso tarifario deberá definir al menos 4 áreas típicas para representar la realidad de las cooperativas eléctricas. Para el proceso actual se establecieron 6 áreas, totalizando 12 áreas típicas (el doble del último proceso tarifario del 2016).

3

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

4

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.

5

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

6

Chequeo de rentabilidad: La banda de rentabilidad cambia de -4% +4% a -3% +2%, con un rango entre el 3% y el 8%, y utilizando la vida útil de la empresa modelo para el chequeo.

7

Mayor participación ciudadana en todo el proceso.

8

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



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 02/08/2022 que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) 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 sobre el suministro a clientes electrodependientes

Publicada el 12/01/2021 en el Diario Oficial, la Ley N°21.304, 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.

Con fecha 09/05/2022 el MEN publicó Reglamento de la Ley, mediante el Decreto Supremo N°65, con las disposiciones más específicas sobre la creación e inscripción en el registro para acceder a los beneficios y las obligaciones de parte de las empresas distribuidoras.

Asimismo, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha establecido, mediante diversos instructivos, condiciones y obligaciones más específicas para la atención de clientes electrodependientes.

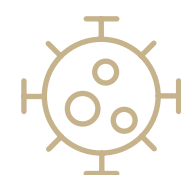


Resolución Exenta CNE N°176/2020 – Giro Exclusivo

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 SEN deben constituirse como sociedades de Giro Exclusivo de distribución y sólo pueden ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución. La Sociedad ya tiene implementadas estas exigencias.

Las exigencias de Giro Exclusivo permiten realizar otros servicios regulados en SSMM, como generación y transmisión, manteniendo un sistema de contabilidad independiente. Por ello, la generación y distribución en los SSMM se mantienen bajo el RUT de la filial EDELAYSEN y/o SAESA, según corresponda.



Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19

Con fecha 5 de agosto de 2020 se promulgó la Ley N°21.249 que dispuso, 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 fue publicada en el Diario Oficial la Ley 21.423, que regula el prorratio 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 y se espera culminar a principios del 2026.

Respecto de la deuda no cubierta por las cuotas, de acuerdo con el Convenio firmado entre cada distribuidora y el MEN, existe una parte no renunciada que la Autoridad deberá reconocer e incluir en los futuros Procesos Tarifarios de VAD, a saber, el del cuatrienio 2024-2028, en curso.



Ley sobre Servicios Sanitarios Rurales

Con fecha 19 de febrero de 2024 se promulgó la Ley N°21.657 que modifica la Ley Eléctrica en materia de Servicios Sanitarios Rurales (SSR). Esta Ley elimina el cobro de potencia a los SSR, reduciendo significativamente su costo del suministro de electricidad. El menor costo de cobro a los SSR será asumido por los demás clientes del SEN.



Resolución Exenta N°58 del 2024, del Ministerio de Energía

Publicada a fines del año 2024, luego del pronunciamiento solicitado por el Ministerio de Energía al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, para rebajar el límite de capacidad instalada para optar a ser cliente libre de 500 kW a 300 kW, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 147°, literal d) de la LGSE.



Ley de Sistemas Medianos

Durante el 2025 se desarrolló la discusión en el Congreso por el Proyecto de Ley que perfeccionará la regulación aplicable a los Sistemas Medianos. El proyecto, aprobado finalmente a inicios de enero 2026 y a la espera de su promulgación y posterior publicación, incorpora cambios a la regulación de los SSMM en cuatro ejes principales: (i) Definición y categorización de Sistemas Medianos y Aislados, (ii) Actualización del procedimiento de planificación propendiendo a la incorporación de energía renovable y almacenamiento, (iii) Extensión de mecanismos de equidad existentes y, (iv) Participación ciudadana y acceso abierto para la entrada de nuevos generadores. Adicionalmente, la implementación de esta Ley considera algunos aspectos que deberán incorporarse en el Proceso de Fijación de Precios de Nudo Promedio de mediados del 2026 y otros aspectos, de cara al próximo proceso tarifario de SSMM para el periodo noviembre 2030 – octubre 2034.



Ley de Transición Energética

Publicada a fines del año 2024, la Ley N°21.721 agiliza la realización de obras de expansión de transmisión necesarias y urgentes para el sistema eléctrico, hace más eficientes los procesos de licitación, entrega mecanismos de revisión del valor de inversión (VI) de las obras de ampliación. Durante el 2025, el MEN desarrolló la discusión de los borradores de Reglamentos que debería publicarse el 2026.

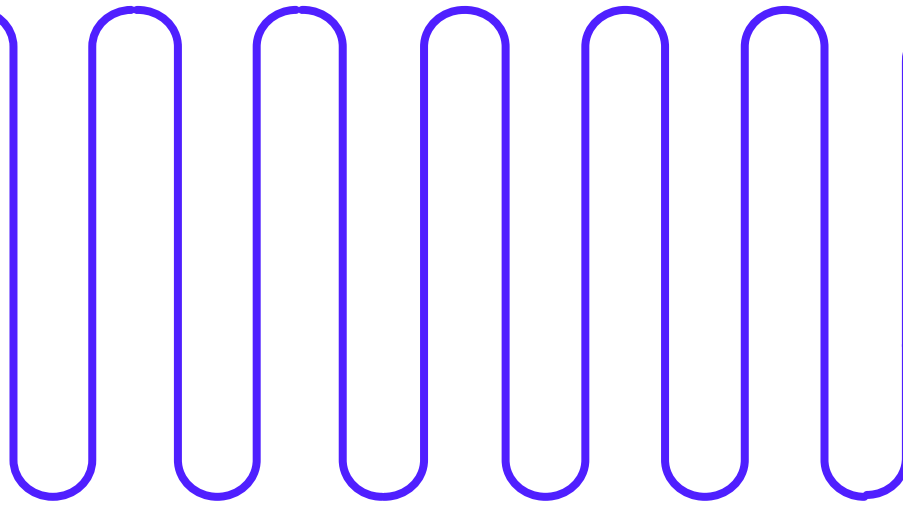


Ley de Estabilización Tarifaria

Publicada el año 2024, la Ley N°21.667 modifica diversos cuerpos legales, en materias de estabilización tarifaria del sector eléctrico, con el objetivo de optimizar y clarificar el uso y la administración del Fondo de Estabilización de Tarifas (FET) incorporado a la LGSE a través de la Ley N°21.472, además de ajustar ciertos aspectos financieros y temporales relacionados con la estabilización de tarifas eléctricas para clientes regulados.

Adicionalmente, se habilita el descongelamiento de las tarifas eléctricas al establecer el procedimiento para la dictación y entrada en vigencia de los decretos tarifarios de Precios de Nudo Promedio, incluyendo plazos y un proceso de observaciones por parte de las empresas suministradoras y distribuidoras, además de establecer cambios para las concesionarias de distribución, detallando cómo deben actualizarse los niveles de precios asociados a los costos de distribución, resultantes del proceso tarifario noviembre 2020 – noviembre 2024.

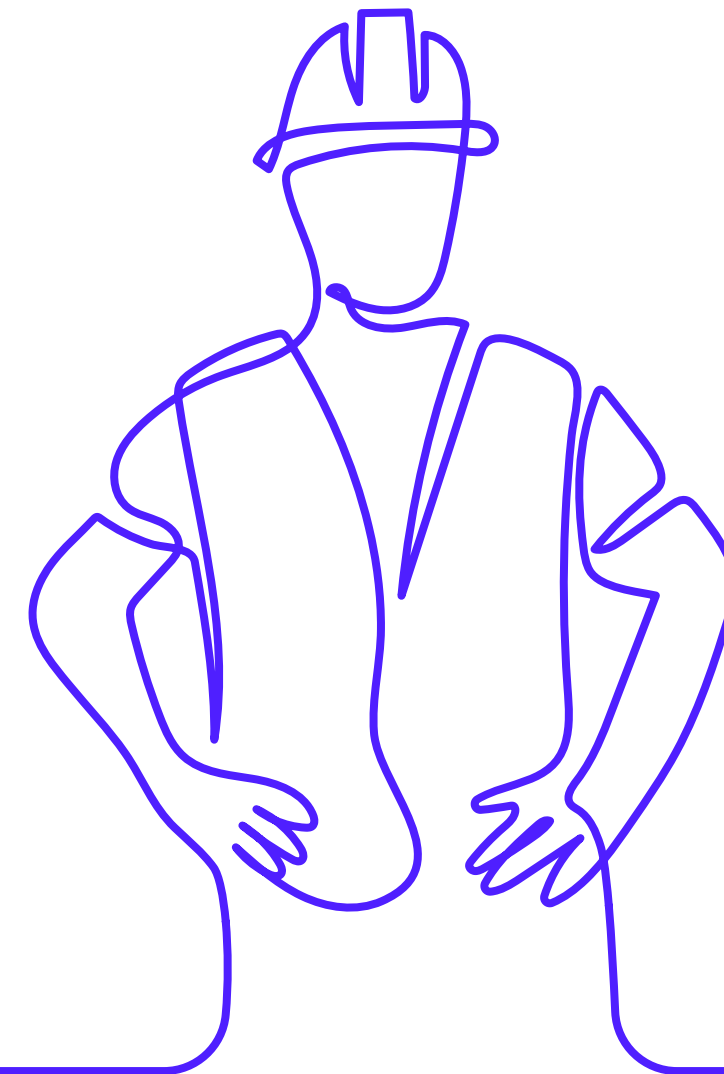
Finalmente, establece un subsidio transitorio al pago del consumo de energía eléctrica para usuarios residenciales durante los años 2024-2026, junto con el financiamiento correspondiente y el proceso para su aplicación.





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.



1

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

2

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.

3

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.

4

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).

5

Panel de Expertos

Institución creada el año 2004 por la Ley N.º 19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y de servicios de gas que las empresas eléctricas, de servicios de gas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento.

4



EQUIPO Y CULTURA DEL GRUPO SAESA

- 092** Integración de la Cultura en la Estrategia
- 094** Dotación
- 094** Diversidad, Equidad e Inclusión (DEI)
- 100** Desarrollo y Formación del Personal
- 102** Calidad de Vida
- 108** Relaciones Laborales
- 109** Salud y Seguridad Laboral

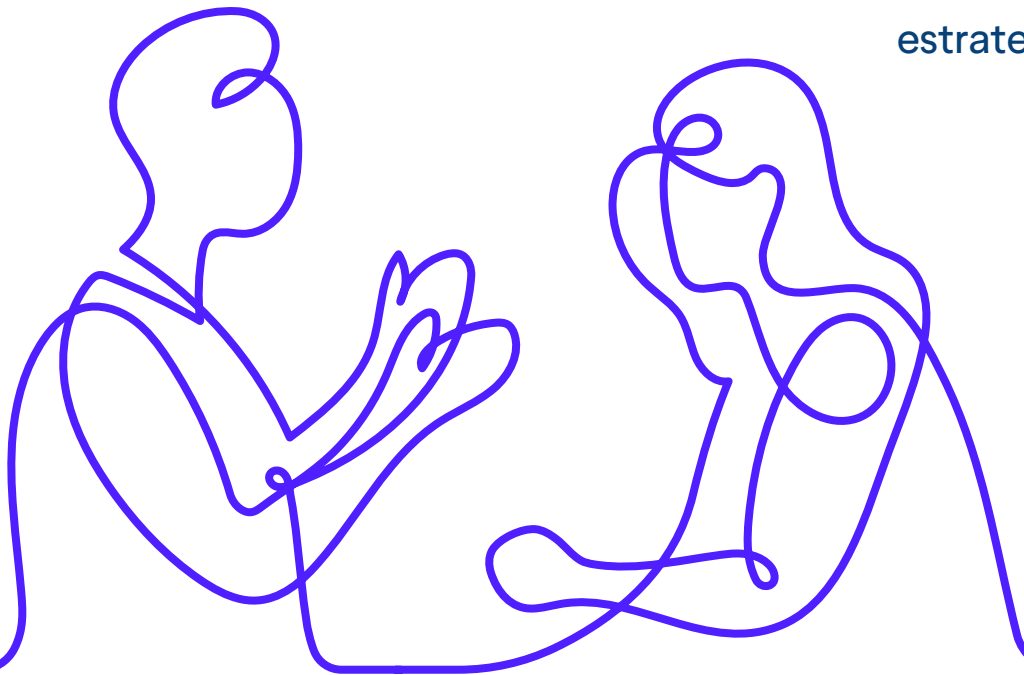


INTEGRACIÓN DE LA CULTURA EN LA ESTRATEGIA

La Compañía avanza en un proceso de transformación orientado a elevar los estándares de servicio y fortalecer la relación con los clientes, incorporando innovación y tecnologías digitales para optimizar la experiencia del usuario y responder a un entorno cada vez más exigente.

Este enfoque permite mejorar la eficiencia operativa y consolidar una gestión centrada en las personas. En coherencia con su planificación de largo plazo y su rol en el sector eléctrico, la gestión integra mejores prácticas operacionales y un relacionamiento cercano con los territorios, promoviendo entornos de trabajo que favorecen el bienestar de colaboradores y contratistas, y una operación enfocada en la satisfacción del cliente y la mejora continua del servicio.

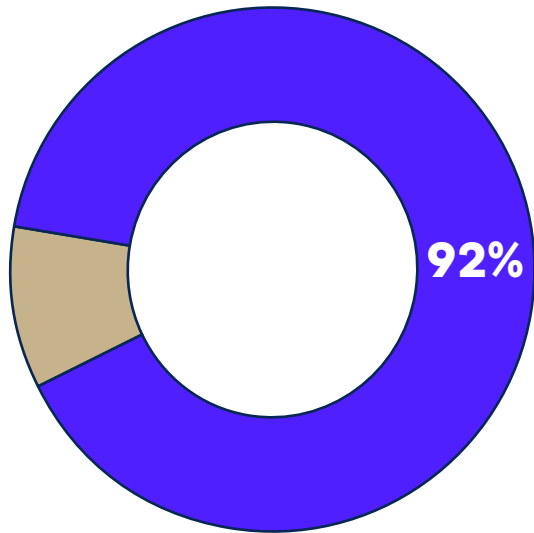
La gestión se articula sobre un marco claro de objetivos y prioridades estratégicas, que orienta la toma de decisiones y la ejecución, sin perjuicio de los principios éticos y culturales que sustentan el quehacer organizacional y que se desarrollan en los capítulos correspondientes.



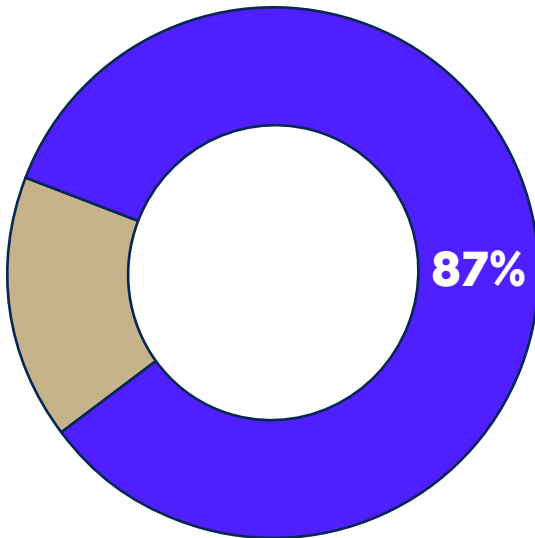
En este contexto, la organización ha reforzado un propósito común, orientado a conectar y transformar positivamente la vida de las personas, reforzando el sentido del trabajo diario y su impacto en clientes, comunidades y la sociedad.

La Planificación Estratégica con horizonte 2030 define el rumbo de este proceso de transformación, estructurado en impulsos estratégicos que buscan preparar a la Compañía para los desafíos futuros del sector eléctrico.

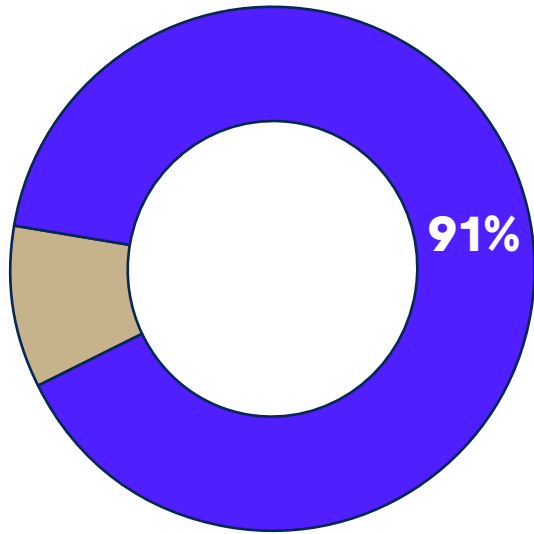
Para avanzar en estos objetivos, se promueve una cultura moderna e inclusiva, donde el talento humano constituye el principal motor del cambio. El foco está puesto en fortalecer la agilidad, la innovación y la adaptabilidad, impulsando equipos con vocación de servicio, visión de futuro y conciencia de su rol social, como elementos clave para transformar la estrategia en resultados concretos y sostenibles.



El 92% de los colaboradores está feliz en su lugar de trabajo.



Los colaboradores tienen un nivel de engagement de un 87%.



El 91% de los trabajadores sienten orgullo cuando le cuentan a otros que trabajan en Grupo Saesa.

A continuación, se detallan los principales KPI's y avances en 2025:

Reconocimientos

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Lugar en el Ranking GPTW	2	2	1	3	3	5	3
Encuesta de clima organizacional (ECO) Interna	90%	92%	92%	89%	89%	85%	89%
GPTW	89%	93%	91%	90%	89%	88%	91%
Encuesta de clima organizacional (ECO) Contratistas	81%	84%	84%	81%	81%	82%	82%

Gracias a una cultura basada en las personas, en 2025 se obtuvo el tercer puesto en el ranking GPTW, que destaca a las mejores empresas para trabajar en Chile. Se trata de un gran logro para los más de 2.000 trabajadores de Grupo Saesa, que desde el inicio de su participación en el ranking GPTW, en 2013, no ha dejado de avanzar año tras año hasta incluso obtener el primer lugar en 2022.

Ese mismo año, la Compañía figuró entre las 6 mejores empresas chilenas representantes, alcanzando el lugar N.º 64 en Latinoamérica, en el evento organizado por Great Place To Work en Buenos Aires, Argentina. Este reconocimiento no sólo refleja el éxito empresarial, sino que también destaca la importancia del clima laboral y el bienestar de nuestras y nuestros colaboradores.

Además, se logró el puesto 10º en el Ranking GPTW Chile, categoría Mejores Lugares para trabajar Mujeres. Desde hace algunos años, Grupo Saesa se ha propuesto potenciar la participación femenina en diversos roles, promoviendo el desarrollo de sus carreras y facilitando su promoción al interior de la empresa.

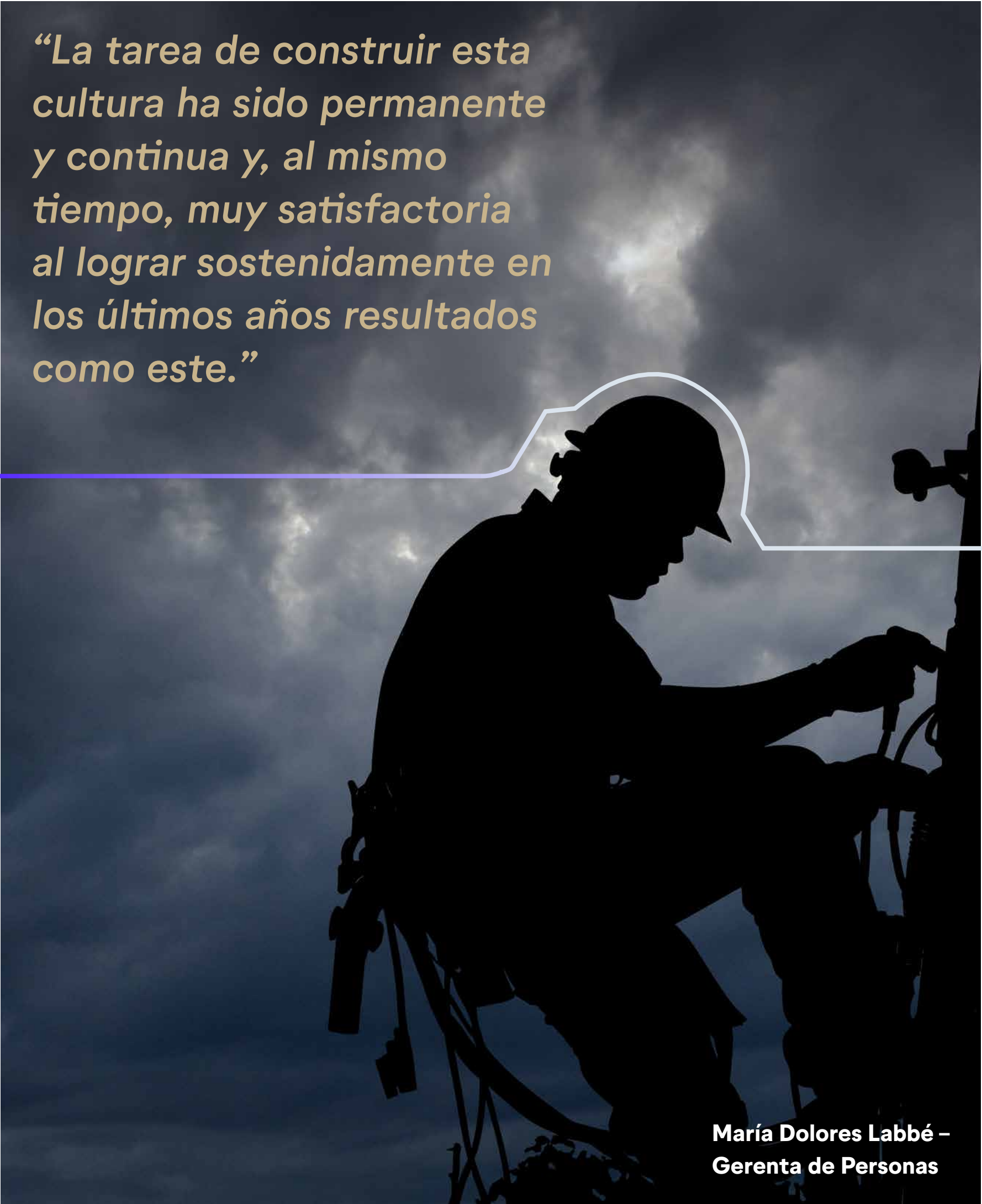
Esto en parte es gracias a la implementación de la Política de Diversidad e Inclusión, que impulsa la presencia de mujeres en cargos de liderazgo, como gerencias, subgerencias e incluso el Directorio. Sin duda, este es un reconocimiento al gran trabajo que se realiza cada día para ser y seguir siendo un gran lugar para trabajar.

Con el objetivo de fortalecer una cultura centrada en el cliente, rigurosa y eficiente, se impulsó la evolución cultural del Grupo Saesa, fomentando la innovación, la incorporación de nuevas herramientas y el desarrollo de líderes cercanos, inspiradores y transformadores.

El proceso avanzó desde la reflexión hacia la acción, a través del Hacking Cultural, una metodología colaborativa orientada a generar cambios reales en la forma de trabajar, liderar y relacionarnos.

Mediante cuatro workshops que convocaron a más de 50 personas de distintos cargos, áreas y regiones, se levantaron 69 iniciativas basadas en pequeños cambios intencionales, simples y accionables, con impacto positivo en la cultura organizacional. Este proceso permitió identificar oportunidades clave para fortalecer la cultura de servicio, la eficiencia, la preocupación por las personas y una mirada moderna alineada con los desafíos futuros, destacando además el rol fundamental de los líderes en impulsar estas iniciativas y acompañar activamente la evolución cultural en el día a día.

“La tarea de construir esta cultura ha sido permanente y continua y, al mismo tiempo, muy satisfactoria al lograr sostenidamente en los últimos años resultados como este.”



María Dolores Labbé – Gerenta de Personas



DOTACIÓN

Al cierre del ejercicio 2025, la Sociedad consolidó una dotación de 2.270 empleados, quienes promueven la innovación y la retención del talento, con el objetivo de cumplir con el mandato de suministrar energía segura, resiliente y asequible a sus clientes. De este total, un 19% corresponde a mujeres.

La antigüedad promedio por trabajador es de 7,78 años (8,13 para mujeres y 7,70 para hombres).

DIVERSIDAD, EQUIDAD E INCLUSIÓN (DEI)



Durante el año 2025, Grupo Saesa consolidó su estrategia de Diversidad, Equidad e Inclusión (DEI), avanzando desde una etapa de instalación hacia una fase de fortalecimiento y madurez. En un contexto de transformaciones organizacionales y sociales, la DEI se reafirmó como un habilitador estratégico del desempeño, la sostenibilidad y la calidad de los entornos de trabajo, integrándose de manera transversal en la gestión y en los procesos de toma de decisiones de la Compañía.

Con la visión de consolidarse al 2030 como un referente nacional de inclusión y respeto en el sector energético, fortaleció el rol estratégico de su Comité DEI y actualizó su Política Institucional. Esto permite priorizar acciones y ejercer un liderazgo transversal que reafirma la diversidad y la equidad como ejes de gestión y mejora continua en toda la organización.

En el ámbito de cultura organizacional, se llevaron a cabo 12 charlas de sensibilización, abordando temáticas clave para una cultura más consciente e inclusiva, con una alta participación y valoración por parte de las personas colaboradoras. Estas instancias alcanzaron a 775 personas, con una evaluación promedio de 4,88 en una escala de 1 a 5. Asimismo, se implementaron 16 talleres dirigidos a líderes, con cobertura territorial, promoviendo el diálogo y la reflexión en equipos locales. La iniciativa alcanzó a 374 personas, con una evaluación promedio de 4,8 y un incremento de 19,5 puntos porcentuales en el nivel de aprendizaje.

En materia de atracción de talento diverso, Grupo Saesa participó en instancias externas de vinculación y empleabilidad, tales como Expo Inclusión, Expo Talentosas y la Feria Laboral Inclusiva OMIL Osorno, fortaleciendo el acceso a talento diverso y el posicionamiento de la Compañía como un empleador inclusivo.

Adicionalmente, se revisaron los procesos de Atracción y Desarrollo de Talento, incorporando una perspectiva DEI a través del trabajo de hacking cultural. Como parte de la medición y seguimiento, se aplicó una encuesta DEI a la dotación, alcanzando una tasa de participación superior al 60%, lo que permitió identificar avances, brechas y oportunidades, aportando evidencia relevante para la toma de decisiones.

La estrategia DEI se organiza en cuatro ejes prioritarios, que orientan las acciones desarrolladas durante el período.

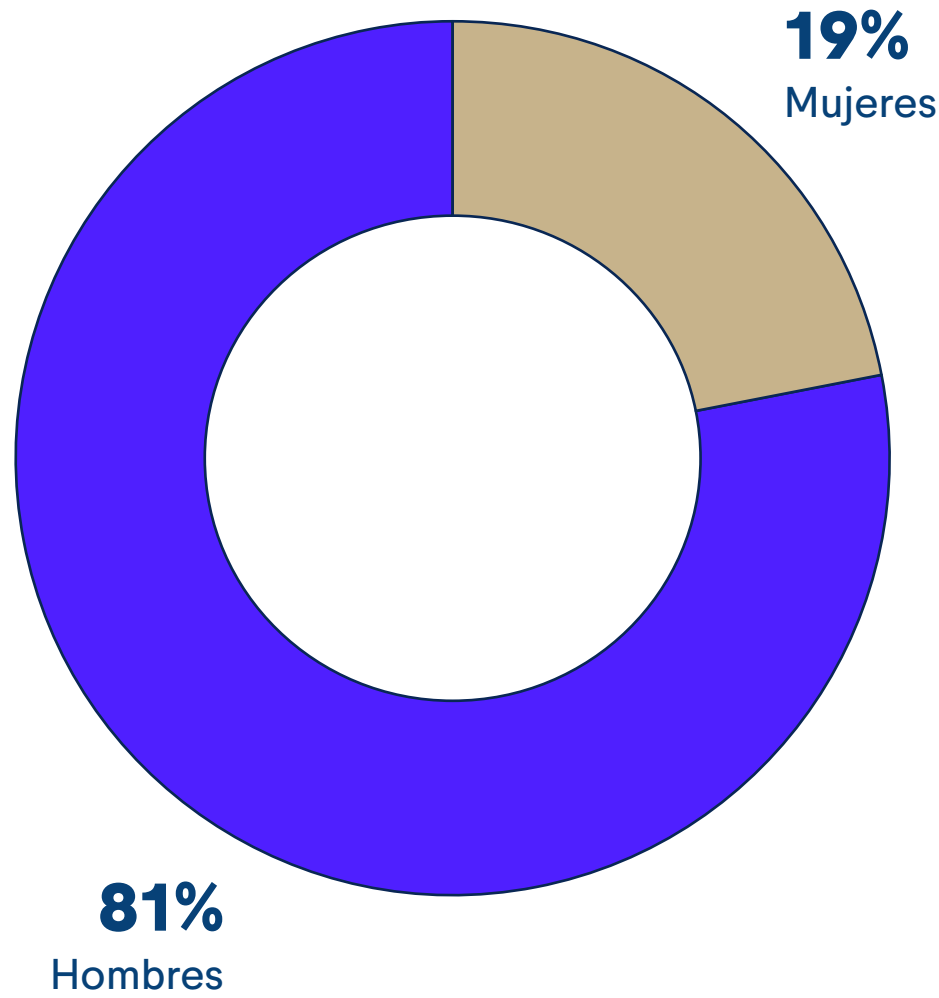


1. EQUIDAD DE GÉNERO

Durante 2025, Grupo Saesa fortaleció sus iniciativas orientadas a promover la equidad de género y el desarrollo de liderazgos femeninos, junto con acciones de sensibilización y formación dirigidas a distintos niveles de la organización.

En materia de desarrollo de talento femenino, la Compañía continuó impulsando programas y alianzas estratégicas. A través de Inspiring Girls, se fomentaron vocaciones STEM tempranas mediante visitas a nueve establecimientos educacionales, impactando a 335 niñas. En el programa Laboratorio+, participaron 25 mujeres de la organización, fortaleciendo sus competencias técnicas y de empleabilidad. Asimismo, en Women in Energy, participaron 4 mujeres, incluyendo a una contratista beneficiada con beca de Grupo Saesa.

En el ámbito formativo, se impartieron 16 talleres de liderazgo equitativo, con la participación de 374 personas con rol de liderazgo, alcanzando una evaluación promedio de 4,8 (escala de 1 a 5). Estos espacios permitieron un incremento de 19,5 puntos porcentuales en el nivel de aprendizaje, evidenciando avances significativos en la comprensión y aplicación de prácticas de liderazgo inclusivo. Adicionalmente, se dictaron 4 charlas asociadas a equidad de género, con un alcance de 190 personas y una evaluación promedio de 4,9.



Al cierre del ejercicio, el 24% de las mujeres de la Compañía ocupaba cargos de liderazgo, reflejando avances sostenidos en la participación femenina en posiciones de mayor responsabilidad.

Tabla composición género total:

Empresa	Femenino	Masculino	Total General
EDELAYSEN	17	93	110
FRONTEL	103	363	466
Luz Osorno	7	19	26
SAESA	197	530	727
SAESA Innova	25	55	80
SAGESA	0	1	1
Sociedad Generadora Austral S.A	1	1	2
STN	27	520	547
STS	49	262	311
Total General	426	1844	2270

Tabla líderes composición género total:

Empresa	Femenino	Masculino	Total General
EDELAYSEN	4	30	34
FRONTEL	32	114	146
Luz Osorno	0	4	4
SAESA	42	191	233
SAESA Innova	9	20	29
SAGESA	0	1	1
Sociedad Generadora Austral S.A.	0	0	0
STN	0	40	40
STS	17	58	75
Total General	104	458	562



2. INCLUSIÓN DE PERSONAS CON DISCAPACIDAD



Beneficios y apoyo institucional

Como parte del compromiso con la inclusión y la accesibilidad, se mantuvo el beneficio de un día libre anual para la tramitación de la credencial de discapacidad, facilitando el acceso a este proceso administrativo y reforzando el enfoque de acompañamiento a las personas en situación de discapacidad.



Gestión interna y acompañamiento a equipos

Durante el año, se consolidó el trabajo con la red de 7 gestores y gestoras de inclusión, fortaleciendo la articulación territorial y el acompañamiento a equipos de trabajo en los distintos contextos de la organización. En la Encuesta DEI 2025, un 72,73% de las personas en situación de discapacidad manifestó percibir igualdad de oportunidades dentro de la Compañía, lo que refuerza la relevancia de las acciones implementadas y la continuidad de este enfoque.



Procedimiento de credencialización y ajustes razonables

La Compañía continuó fortaleciendo su procedimiento de credencialización, el cual contempla un enfoque integral orientado a facilitar la inclusión y el desempeño laboral de las personas en situación de discapacidad. Este proceso considera acompañamiento individual, elaboración de perfiles funcionales, análisis de puestos de trabajo y evaluación de ajustes razonables, permitiendo una adecuada adecuación entre las personas, sus funciones y los entornos laborales, además de favorecer una inclusión sostenible y alineada con las necesidades de la organización.



Distribución de tipos de discapacidad presentes en la compañía

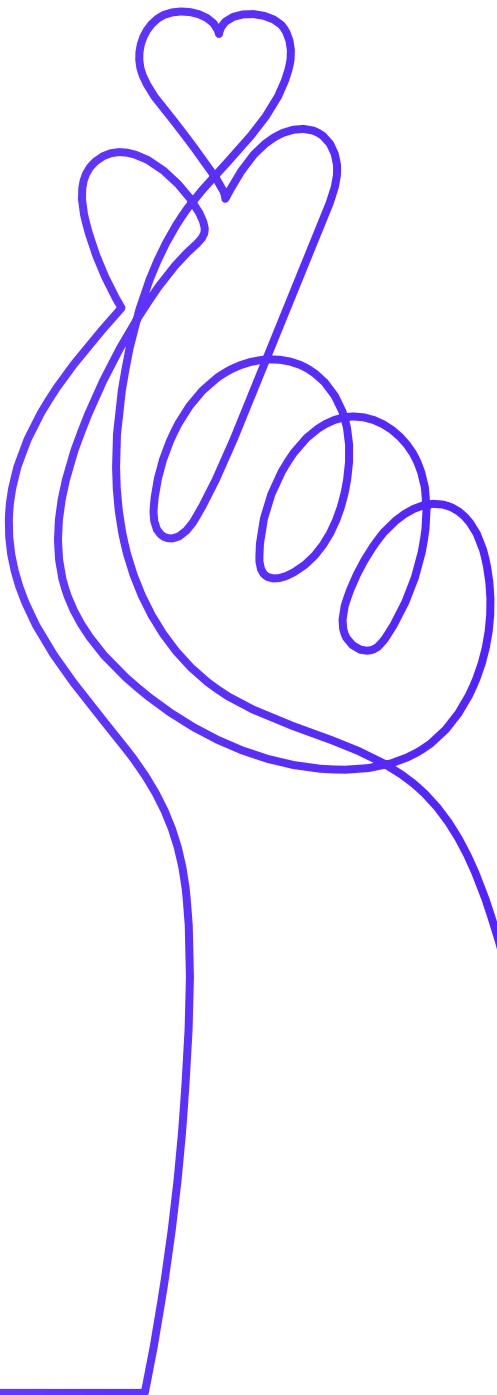
Tipo de discapacidad	SAESA	FRONTEL	EDELAYSSEN	STS	STN	Total General
Física	7	5	0	2	2	16
Sensorial Auditiva	1	0	1	1	1	4
Sensorial Visual	0	2	0	0	1	3
Psíquica	0	0	0	0	1	1
Total	8	7	1	3	5	24



Cumplimiento normativo y contratación inclusiva

Durante el año 2025, Grupo Saesa mantuvo un cumplimiento normativo superior a lo exigido por la legislación vigente en materia de inclusión laboral. Al cierre del período, el 1% de la dotación correspondía a personas en situación de discapacidad, reflejando el compromiso sostenido de la Compañía con la inclusión laboral efectiva y la generación de oportunidades en igualdad de condiciones.

Este avance da cuenta de una gestión orientada no solo al cumplimiento legal, sino también a la integración de la inclusión como un componente relevante de la cultura organizacional.





3. INTERCULTURALIDAD

Composición de la dotación y diversidad cultural

Durante el año 2025, el 2,3% de la dotación de Grupo Saesa correspondió a personas migrantes, provenientes de Venezuela, Argentina, Colombia, Perú, Ecuador, España y Haití.

Asimismo, un 10,36% de las personas se reconoció como parte de pueblos originarios, siendo un 97% de ellas Mapuche o Huilliche, en coherencia con el contexto territorial en el que opera la Compañía. Esta composición refuerza la relevancia de incorporar un enfoque intercultural que reconozca y valore las identidades presentes en la organización.

Esta diversidad de orígenes culturales aporta distintas miradas, experiencias y trayectorias, enriqueciendo los equipos de trabajo y fortaleciendo la convivencia organizacional.



4. DIVERSIDAD GENERACIONAL

Composición generacional de la dotación

Grupo Saesa presenta una composición organizacional multigeneracional, en la que conviven distintas generaciones con trayectorias, experiencias y expectativas diversas.

Al cierre de 2025, la dotación estuvo conformada principalmente por personas Millennial (58,15%) y Generación X (29,96%), seguidas por Generación Z (8,28%), Baby Boomers (3,57%) y Generación Silenciosa (0,04%).

Esta diversidad etaria constituye un elemento relevante para la gestión organizacional, permitiendo la coexistencia de experiencia, conocimiento técnico, innovación y nuevas formas de trabajo.





Recambio generacional y atracción de talento joven

Durante el año, el 51% de los nuevos ingresos correspondió a personas de la Generación Z, lo que evidencia un proceso sostenido de recambio generacional y renovación de la dotación.

Este fenómeno refuerza la importancia de adaptar prácticas de gestión, liderazgo y desarrollo, considerando las expectativas y características de las nuevas generaciones que se integran a la organización.

En la Encuesta DEI 2025, la diversidad generacional se destacó como la principal temática de interés para 2026, lo que releva la necesidad de seguir promoviendo espacios de diálogo, aprendizaje y colaboración entre generaciones, favoreciendo una convivencia laboral armónica y respetuosa.

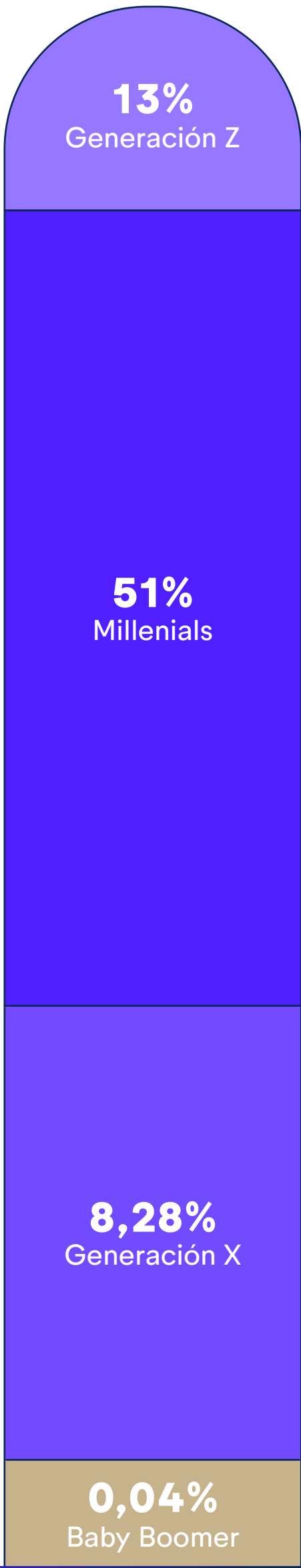


Tabla de generaciones

Empresa	Generación Silenciosa	Baby Boomer	Gen X	Millenial	Gen Z
EDELAYSEN	0	2	37	62	9
FRONTEL	1	12	151	267	35
Luz Osorno	0	2	7	15	2
SAESA	0	24	199	450	54
SAESA Innova	0	1	14	56	9
SAGESA	0	0	1	0	0
Sociedad Generadora Austral S.A.		0	0	2	0
STN	0	18	160	301	68
STS	0	22	111	167	11
Total	1	81	680	1320	188



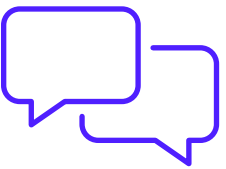


Espacios de sensibilización y conversación interna

Durante el año se desarrollaron charlas orientadas a sensibilizar, informar y promover conversaciones abiertas sobre diversidad, equidad e inclusión.

Estas instancias abordaron temáticas transversales como neurodiversidad, salud mental, equidad de género, interculturalidad, conciliación y diversidad generacional, contando con la participación de personas colaboradoras de distintos territorios y áreas, lo que favoreció una mirada diversa y descentralizada.

Mes	Nombre Charla	Nota Promedio	Asistentes Totales
Abril	Comprendiendo el espectro autista	4,73	143
Mayo	Día de la madre	5,00	52
Junio	Día del padre	4,80	49
Julio	Neurodivergencia en el ambiente laboral	4,88	103
Agosto	Diversidad sexual y de género	4,79	60
Agosto	TDAH en el trabajo	4,86	47
Septiembre	Alzheimer y el rol del cuidador	4,91	97
Septiembre	Salud mental y de presión en la adultez	4,94	80
Octubre	Ley Conciliación y beneficios DEI	4,90	29
Octubre	Interculturalidad	4,89	44
Noviembre	Diversidad generacional	4,90	51
Noviembre	Inclusión laboral en acción	4,90	20
Total		4,88	775



Vinculación con el medio

Durante el periodo, Grupo Saesa fortaleció su vínculo con el entorno mediante acciones concretas de inclusión, equidad y diversidad. En los territorios donde opera, destacaron las siguientes iniciativas:

- **Vinculación Comunitaria:** Participación en la 10.ª Corrida Inclusiva de COANIL (Puerto Montt) y la 2.ª Corrida de la Escuela Ana Aichele (Osorno), fomentando la sensibilización y el encuentro local.
- **Liderazgo en DEI:** Intervención en el Primer Encuentro Provincial de Osorno sobre Igualdad de Género y en el Foro de la Red de Empresas Inclusivas (ReIn) en Puerto Montt, compartiendo buenas prácticas y aprendizajes.
- **Capacitación y Servicio:** Desarrollo de un curso de Lengua de Señas para la atención de clientes con discapacidad auditiva y colaboración constante con la Red Empresarial Inclusiva de Osorno y la OMIL.
- **Empleabilidad Social:** Ejecución de cursos de precontrato con enfoque social, incluyendo instalaciones eléctricas para personas en rehabilitación de adicciones y técnicas de atención a clientes para personas con discapacidad.



Fortalecimiento de Alianzas con Empresas y Fundaciones

Con el propósito de fortalecer la gestión, durante el período Grupo Saesa renovó y amplió alianzas estratégicas con diversas organizaciones públicas y privadas, entre ellas el Ministerio de Energía, el World Energy Council, SQM, Finning, Caja Los Andes, la Red de Empresas Inclusivas de SOFOFA (ReIn), AHA Inclusión, la Fundación Chilena para la Discapacidad y la Fundación Sofan. Estos vínculos potenciaron iniciativas colaborativas orientadas a promover entornos laborales más inclusivos, diversos y equitativos.



Reconocemos con Insignia DEI
Para este periodo, se entregaron 73 insignias a distintos colaboradores.





DESARROLLO Y FORMACIÓN DEL PERSONAL



ATRACCIÓN Y RETENCIÓN DEL TALENTO

En 2025, dada la demanda de requerimientos por parte de cada segmento de negocios, se realizaron 171 contrataciones: 104 de personal directo y 67 mediante Servicios Transitorios, con una tasa de rotación total de 3,6% durante el año.

Parte de la estrategia desarrollada fue el uso de plataformas que facilitaron el alcance a nuevos perfiles, reforzado mediante el posicionamiento de la Marca Empleadora del Grupo Saesa para transmitir la cultura y atraer futuros colaboradores.

Grupo Saesa gestiona y mide anualmente el desempeño de sus trabajadores. En 2025, se evaluó al 96% de la dotación, lo que permitió retroalimentar la labor de las personas y proyectar su desarrollo y talento. Ese mismo año, se promovió a 164 colaboradores internos, de los cuales 21 asumieron roles de liderazgo.

Clima laboral de excelencia

En la Sociedad, cada año se revisan y actualizan las prácticas y beneficios que contribuyen a mejorar el clima laboral y la calidad de vida de sus trabajadores, con el objetivo de adaptarse a las necesidades, nuevos desafíos y escenarios. Esto permite potenciar iniciativas alineadas con un Grupo moderno, ágil y atractivo, capaz de convocar y retener nuevos talentos.

Capacitación

Durante 2025, en Grupo Saesa se destinaron más de 125.276 horas al desarrollo profesional de colaboradores, lo que corresponde al 100% de trabajadores directos y al 15% de contratistas, con una inversión total de MM\$828.

Temas abordados en las capacitaciones

A continuación, se detallan las principales temáticas abordadas en Grupo Saesa en las capacitaciones en 2025:

Impulso estratégico	Iniciativa	Detalle	KPI
Asegurar Operación y Servicio se clase mundial	Plan de Distribución	En la Gerencia de Distribución, se implementó un plan el cual integró contenido técnico especializado con el propósito de entregar las competencias necesarias para asegurar los desafíos del negocio eléctrico.	1.086 personas, 4.110 HH
Asegurar Operación y Servicio de clase mundial	Entrenamiento equipo Generación	En el 2025 se realizaron diversas actividades en Generación con el fin de proporcionar las competencias necesarias para los desafíos estratégicos en el segmento de generación, con los operadores de centrales, especialización en BESS y operación y mantenimiento en plantas fotovoltaicas.	46 personas, 3.600HH
Garantizar compliance y riesgos legales	Cursos Normativos	Grupo Saesa está comprometido con el cumplimiento normativo y la actualización constante. Por lo anterior, la Compañía trabaja de manera continua para garantizar que todos los cursos y capacitaciones obligatorias establecidos por las autoridades se realicen de forma puntual y eficiente.	1.610 personas 3.936 HH
Fortalecer negocio de Transmisión	Plan de Transmisión	En la Gerencia de Transmisión, se implementó un plan el cual integró contenido técnico especializado con el propósito de entregar las competencias necesarias para asegurar los desafíos del negocio eléctrico.	476 personas, 17.210 HH

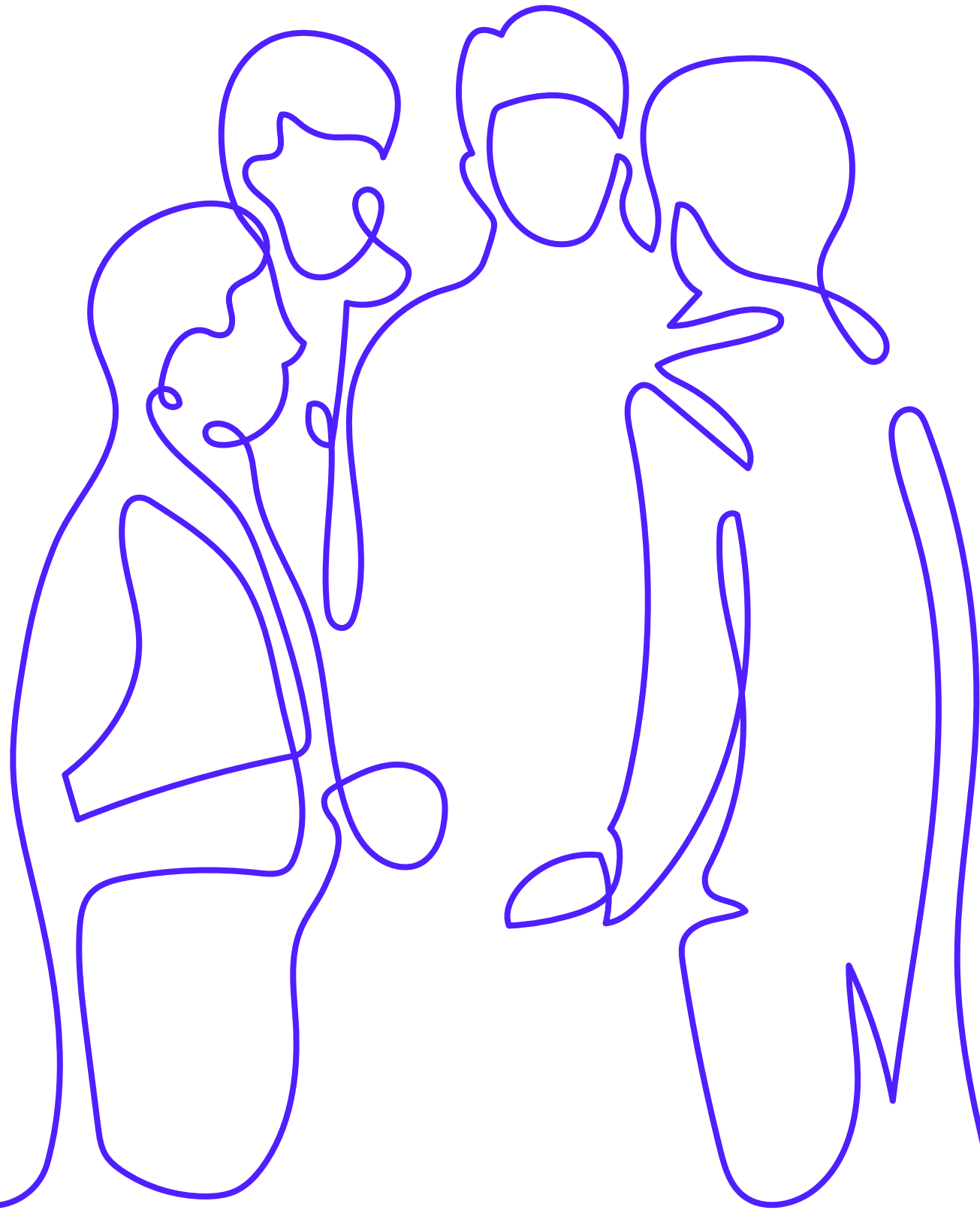




Impulso estratégico	Iniciativa	Detalle	KPI
Programa Champion		Tiene como objetivo potenciar una cultura colaborativa y eficiente a través del uso de nuevas herramientas. Desplegar un proceso práctico, saliendo de la mirada tradicional e instruccional. Potenciar y reconocer el desarrollo de las personas en este rol. Desplegar conocimiento digital y tecnológico en la organización a través del ejercicio práctico, liderado por las propias personas, generando aprendizaje, colaboración y eficiencia al negocio	23 personas 224 HH
Fortalecer Cultura y Talento	Diversidad Equidad e Inclusión	Tiene como objetivo la valoración de las diferencias, promoviendo actitudes de respeto al interior de la Compañía integrando esas diferencias individuales en los equipos de trabajo.	106 personas 240 HH
Fortalecer Cultura y Talento	Formadores Internos	Este programa además de mejorar el sentido de equipo y de entregar experiencias internas para mejorar las capacidades de los colaboradores, impacta de manera positiva en la optimización, retención y compromiso dentro de la Compañía potenciando y enriqueciendo el rol del formador interno, mediante el trabajo acorde a los valores, entre los que destacan la colaboración, la flexibilidad e innovación.	182 personas, 1.149 HH
Fortalecer Cultura y Talento	Seminarios	Iniciativa de formación abierta para todos los trabajadores de Grupo Saesa que busca actualizar conocimientos técnicos y tendencias del mercado, además de adelantarse a las nuevas políticas gubernamentales.	15 personas 180 HH
Fortalecer Cultura y Talento	Gestión y Liderazgo	Iniciativa que busca potenciar el liderazgo en la compañía con su cultura, proporcionando herramientas de gestión y creando instancias, que permitan a los líderes alcanzar los resultados esperados mediante el desarrollo de sus equipos.	607 personas 6.767 HH
Fortalecer Cultura y Talento	Nuevas Iniciativas Desarrollo Talento	Impulsar el desarrollo de los colaboradores de la compañía según sus intereses y habilidades. Durante 2025 hubo nuevas iniciativas como el coaching para líderes y el coaching vocal.	143 personas 3.426 HH
Fortalecer Cultura y Talento	Rse/ linkedin	Programa que tiene como objetivo entregar capacitación que permita a las comunidades locales y alumnos de liceos eléctricos, contribuir a su desarrollo social y económico. Por otro lado, LinkedIn learning otorga a la compañía la licencia para poder realizar cursos de manera gratuita potenciando su autoaprendizaje.	500 personas, 7.000 HH

CALIDAD DE VIDA

En Grupo Saesa, las personas son un motor esencial para el cumplimiento del propósito de conectar y transformar vidas cada día.



En coherencia con ello, la Compañía promueve de manera permanente un entorno de trabajo que favorece el bienestar laboral y personal, impulsando condiciones flexibles, ágiles, innovadoras y colaborativas, que generan oportunidades de desarrollo para todos y permiten fortalecer, de forma sostenida, un mejor lugar para trabajar para quienes integran la organización.

Como parte de esta convicción, la Compañía mide sistemáticamente el ambiente de trabajo a través de su encuesta de clima laboral. En 2025, esta medición alcanzó un 89% de satisfacción general, con una destacada tasa de participación del 96%, reflejo del alto involucramiento de los trabajadores en los procesos de escucha y mejora continua.

Ese año, las dimensiones mejor evaluadas fueron Efectividad de la Empresa, con un 95%, y Comunicación, con un 94%, lo que da cuenta de una organización alineada en torno a sus objetivos estratégicos, con procesos claros y una comunicación interna efectiva.

El 92% de los trabajadores manifestó sentirse feliz en su trabajo, manteniéndose en niveles superiores al 90%, lo que refleja un alto y sostenido nivel de bienestar laboral al interior de la Compañía. Este resultado evidencia que las personas encuentran sentido y valor en su quehacer diario, fortaleciendo su compromiso y vínculo con el propósito organizacional.

Por su parte, los niveles de engagement alcanzaron un 87% de satisfacción, reflejando un alto grado de compromiso y conexión emocional con la Compañía y su propósito.

En su conjunto, los resultados de clima laboral mostraron una evolución positiva respecto del año anterior, con incrementos en todos los indicadores evaluados, lo que da cuenta del impacto de las acciones implementadas y del foco permanente de Grupo Saesa en el bienestar, la experiencia y el compromiso de sus trabajadores.





INICIATIVAS CALIDAD DE VIDA

Durante 2025, Grupo Saesa consolidó su Programa de Reconocimiento mediante la implementación de una guía práctica para líderes, orientada a fortalecer una cultura de valoración oportuna, coherente y alineada con los valores de la Compañía. Esta herramienta estandarizó buenas prácticas de reconocimiento y facilitó su aplicación en los distintos equipos y territorios donde opera el Grupo.

El Programa de Reconocimiento constituye un eje clave para el desempeño y sostenibilidad de Grupo Saesa, ya que promueve un entorno laboral en el que los esfuerzos, aportes y logros de los trabajadores son visibilizados y apreciados.



A través de esta iniciativa, se refuerza el sentido de pertenencia, se impulsa la motivación y se fortalece el compromiso de las personas para aportar, día a día, al cumplimiento del propósito organizacional y a la excelencia en el servicio.

Reconocemos con Insignias

Todos los trabajadores de Grupo Saesa cuentan con la oportunidad de ser reconocidos tanto por sus pares como por sus líderes, ya sea de la misma área, de otras gerencias o incluso de distintas zonas, a través del sistema de Insignias, las cuales representan los valores y comportamientos que reflejan el sello cultural de la Compañía.

Grupo Saesa difunde mensualmente a los colaboradores más destacados, visibilizando de manera sistemática los aportes y comportamientos que reflejan los valores y el sello cultural de la organización.

Durante 2025, se entregaron 4.233 insignias de reconocimiento a 1.081 trabajadores, lo que evidencia la consolidación de una cultura activa, transversal y plenamente integrada al quehacer diario. Este resultado refleja una alta participación de líderes y equipos en los distintos niveles y zonas del Grupo, así como la apropiación del reconocimiento como práctica habitual.

Las insignias más utilizadas durante el período estuvieron asociadas principalmente a Colaboración (1.816), seguida por Plan de Emergencia Climática (506), Cultura de Servicio (320), Agilidad y Flexibilidad (308), Rol del Líder (273) y Clima Laboral (268). Esta distribución evidencia una organización que valora el trabajo colaborativo, la respuesta responsable frente a desafíos climáticos, la excelencia en el servicio, la adaptabilidad y el fortalecimiento del liderazgo, elementos centrales del sello cultural de Grupo Saesa y de su forma de generar valor sostenible para las personas, los clientes y los territorios donde opera.

A continuación, se presenta la distribución de las insignias otorgadas en 2025, desagregada por sociedad, lo que permite visualizar su alcance en las distintas empresas que conforman Grupo Saesa.

Sociedad	Insignias otorgadas
SAESA	1946
FRONTEL	1171
STS	876
EDELAYSEN	160
Luz Osorno	80

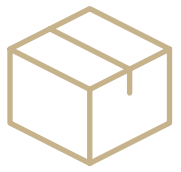
Al cierre de cada año, Grupo Saesa premia a los trabajadores que más insignias reciben con medio día libre (500 Puntos Sonrisas), valorando su coherencia con los valores corporativos. Asimismo, los líderes destacados en la entrega de estos reconocimientos reciben 500 Puntos Sonrisas para incentivar una cultura de gratitud activa. Durante 2025, los líderes otorgaron 2.650 insignias, evidenciando su compromiso con el sello cultural de la compañía. Complementariamente, se entregaron 151 giftcards, puntos canjeables por días libres y más de 40 experiencias personalizadas, destacando el desempeño y compromiso de los colaboradores.



Reconocimiento de Gerentes y Subgerentes

De manera trimestral, los gerentes y subgerentes de Grupo Saesa se reúnen de forma presencial. Previo a cada encuentro, participan en una encuesta de reconocimiento en la que destacan a una persona de su propio equipo y a una de otro equipo, promoviendo una mirada transversal y colaborativa.

El trabajador que recibe la mayor cantidad de menciones es invitado a la reunión presencial, donde se reconoce públicamente su aporte y se le entrega una experiencia como agradecimiento. Durante 2025, 17 trabajadores fueron distinguidos mediante esta iniciativa.



Reconocimiento a Áreas: Centro Control de Despacho

La Sociedad otorga anualmente 5.000 Puntos Sonrisas, equivalentes a cinco días de trabajo, como parte de una iniciativa orientada a reconocer el desempeño y compromiso de las personas que integran el CCD. En este marco, se distingue cada año a seis trabajadores que destacan por demostrar comportamientos coherentes con los valores de la Compañía, reforzando una cultura de excelencia, responsabilidad y alineación con el propósito organizacional.



Reconocimiento a Formadores Internos

La Compañía se distingue por una cultura marcada por la pasión por el quehacer y la disposición a compartir conocimiento. En coherencia con ello, se reconoce a quienes contribuyen activamente a transmitir su experiencia, otorgándoles como beneficio una capacitación requerida o 1.000 Puntos Sonrisas, equivalentes a una jornada laboral completa, incentivos altamente valorados por las personas.



Reconocimiento a los Mejores Trabajadores del Año

Cada gerencia distingue anualmente a trabajadores que reflejan de manera consistente los valores de la Compañía y se destacan por su desempeño integral. Esta instancia se materializa en una ceremonia corporativa, en la que se reconoce a más de 100 personas de toda la organización, incluyendo personal propio y contratistas, reforzando una cultura de valoración transversal y alineada con el propósito de Grupo Saesa.



Reconocimiento a Secretarias

Cada 3 de diciembre, Grupo Saesa distingue a sus secretarias mediante una experiencia especialmente diseñada, valorando su aporte fundamental al funcionamiento de la organización y reconociendo su compromiso y dedicación.



Reconocimiento a Embajadores de Clima

Grupo Saesa reconoce a sus embajadores de clima, quienes, además de sus funciones habituales, asumen de manera voluntaria la iniciativa y responsabilidad de impulsar acciones que contribuyen al fortalecimiento del clima laboral. Como forma de valorar este compromiso adicional, se les otorgan 1.000 Puntos Sonrisas, equivalentes a una jornada laboral completa.



Reconocimiento a Linieros

Cada 26 de septiembre, Grupo Saesa conmemora el Día del Liniero, instancia en la que se reconoce a más de 1.600 trabajadores mediante un almuerzo especial, como una forma de valorar su labor y compromiso en terreno. Adicionalmente, se distinguió a más de 100 linieros por desempeño destacado en ámbitos clave como seguridad y atención al cliente, reforzando la importancia de estos principios en la operación y en la relación con las comunidades.



Impulsando el bienestar integral de las personas, contribuyendo a la construcción de entornos laborales saludables y sostenibles

En 2025, Grupo Saesa implementó su Programa de Bienestar para abordar preventivamente el estrés y el agotamiento laboral, asegurando la salud integral y la continuidad operacional. Diseñado como un sistema de gestión continua y no como acciones aisladas, el programa se estructura en dos ejes estratégicos: Equilibrio Psicosocial (salud mental, emocional y balance vida-trabajo) y Promoción y Prevención (salud física y hábitos saludables).

Su despliegue se basa en una arquitectura de tres capas: charlas mensuales en profundidad, cápsulas de microcontenido y actividades organizacionales voluntarias. Bajo una gobernanza liderada por la Gerencia de Personas y el compromiso de los líderes, el programa tuvo su hito de lanzamiento el 4 de septiembre de 2025, seguido de la presentación de sus ejes el 8 de septiembre. Esta iniciativa se consolidó como una herramienta clave para mejorar el clima laboral, reducir el ausentismo y fortalecer la seguridad y sostenibilidad del desempeño en la compañía.



Beneficio de Teletrabajo 100%

Durante el período de vacaciones escolares, Grupo Saesa mantuvo el beneficio de teletrabajo 100% para personas con hijos e hijas menores de 14 años, así como para quienes tienen a su cuidado personas en situación de discapacidad menores de 18 años, siempre que la naturaleza del cargo lo permitiera. En 2025, 115 personas accedieron a este beneficio, ampliando lo establecido por la normativa vigente y favoreciendo la conciliación entre el trabajo y la vida personal y familiar.



Permiso Parental

Grupo Saesa otorga cinco días adicionales de permiso parental a quienes asumen el rol de padre, complementando lo establecido por la normativa vigente y totalizando 10 días de permiso. Este beneficio busca fortalecer el vínculo temprano con el recién nacido y acompañar a las familias en una etapa clave, reafirmando el compromiso de la Compañía con la corresponsabilidad parental. Durante 2025, 49 colaboradores hicieron uso de este beneficio.



Bloque Horario

Este beneficio entrega flexibilidad para definir un horario de ingreso distinto al estándar, aplicable a toda la Compañía, con excepción de quienes desempeñan funciones bajo sistema de turnos. Actualmente, más de 300 trabajadores utilizan esta alternativa, contribuyendo a una mejor organización de la jornada laboral.



Banda Horaria

Grupo Saesa cuenta con una banda horaria que permite a las personas flexibilizar su horario de ingreso dentro de un rango definido, favoreciendo la conciliación entre el trabajo y la vida personal y familiar, sin afectar la continuidad operacional. Actualmente, 80 trabajadores hacen uso de este beneficio.



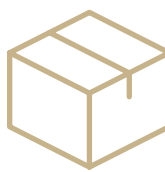
Permiso para Exámenes Médicos

Grupo Saesa otorga un día libre o dos medios días para la realización de exámenes médicos, beneficio al que pueden acceder todas las personas trabajadoras, independientemente de su edad. Este beneficio, que amplía lo establecido por la normativa vigente, se basa en la confianza y en un enfoque transversal de cuidado de la salud, ya que no requiere la presentación de comprobantes médicos. Durante 2025, más de 600 trabajadores hicieron uso de este beneficio.



Permiso Prenatal de Adopción

Grupo Saesa otorga 30 días de permiso prenatal a personas que se encuentren en proceso de adopción de un hijo o hija, independiente de la edad del niño o niña. Este beneficio, que va más allá de lo establecido por la normativa vigente, responde a la convicción de la Compañía de acompañar de manera efectiva la conformación de nuevas familias. En 2025, dos colaboradores accedieron a este beneficio, lo que permitió generar un vínculo temprano con el nuevo integrante sin recurrir al uso de vacaciones.



Un día hábil por Cambio de Casa

Escuchando a los trabajadores, Grupo Saesa identificó la necesidad de contar con tiempo libre destinado al proceso de cambio de domicilio, considerando que esta etapa puede implicar altos niveles de tensión y desgaste emocional. En respuesta, la Compañía implementó una medida orientada a acompañar este proceso y resguardar el bienestar de las personas. En 2025, 83 colaboradores accedieron a este beneficio.

Impulsando iniciativas orientadas a favorecer la conciliación entre el trabajo, la vida personal y familiar, promoviendo condiciones que apoyan el bienestar y la calidad de vida de las personas.



Trampolín de los Sueños

Trampolín de los Sueños es un beneficio que Grupo Saesa pone a disposición de sus trabajadores, permitiéndoles, por un período de entre uno y tres meses, concretar un anhelo personal significativo. Durante este tiempo, la persona se ausenta sin goce de remuneraciones, manteniendo la totalidad de sus beneficios, mientras la Compañía puede disponer de un reemplazo para asegurar la continuidad de sus funciones.

En 2025, dos colaboradores hicieron uso de este beneficio, reflejando una iniciativa que promueve el desarrollo personal y refuerza una cultura organizacional centrada en las personas.

Iniciativas que hacen de la cultura de la Compañía un lugar único.



Care Assistance

Durante 2025, Grupo Saesa habilitó un ecosistema integral de salud Care Assistance, orientado a brindar apoyo oportuno en materias de salud física, emocional y bienestar, ampliando las redes de acompañamiento disponibles para las personas. Esta iniciativa fortaleció el acceso a atención y orientación especializada, contribuyendo al cuidado integral y a la calidad de vida de los trabajadores.



Cafés Recargados

Cafés Recargados son espacios de conversación liderados por ejecutivos, que utilizan tarjetas con temáticas asociadas a procesos propios de la Compañía, promoviendo el diálogo, la reflexión y el intercambio de experiencias entre los equipos.



Puntos Sonrisas

El programa Puntos Sonrisas fue creado como una iniciativa orientada a potenciar la calidad de vida de las personas, permitiéndoles disponer de tiempo libre para vivir experiencias significativas. En este marco, 2.000 Puntos Sonrisas equivalen a dos días libres al año, los cuales pueden ser utilizados en instancias personales relevantes, como celebraciones de cumpleaños, aniversarios, graduaciones u otros hitos importantes.

Este beneficio permite además la utilización parcial de los días libres, a través de medios días equivalentes a 500 puntos, otorgando mayor flexibilidad en su uso. Durante 2025, el 84% de los trabajadores hizo uso de parte o la totalidad de sus Puntos Sonrisas, reflejando una alta valoración de esta iniciativa y su contribución al bienestar y equilibrio personal.



Fondo Solidario

A través del Fondo Solidario, Grupo Saesa brinda apoyo económico y emocional a trabajadores que enfrentan situaciones personales complejas, facilitando además el acompañamiento profesional de una psicóloga para apoyar la contención y orientación en momentos difíciles. En 2025, 33 personas — entre personal propio y contratistas— fueron beneficiarias de esta iniciativa.

Retiro Activo

Retiro Activo es una iniciativa orientada a acompañar de manera integral a las personas en la etapa previa y posterior a su jubilación, reconociendo su trayectoria y contribución a la Compañía. El programa contempla apoyo administrativo, previsional y emocional, así como instancias que favorecen una transición planificada y un vínculo activo con la organización. Durante 2025, dos personas hicieron uso de este beneficio.





Programa de Acompañamiento en Clima Laboral

Grupo Saesa implementó un programa de acompañamiento enfocado en áreas clave de la organización, entregando orientación y herramientas prácticas para fortalecer el clima laboral. En este marco, se realizaron más de 10 talleres orientados al trabajo en equipo, la contención emocional y la comunicación asertiva, contribuyendo a la mejora de las relaciones laborales y al bienestar de los equipos.



Reuniones Periódicas con Sindicatos

La relación entre Grupo Saesa y las organizaciones sindicales trasciende los procesos de negociación colectiva, orientándose a una co-construcción de valor compartido. En este marco, se realizan reuniones mensuales con la Gerencia de Personas, en las que se abordan temas estratégicos y de interés común, fortaleciendo el diálogo social, la confianza y una relación laboral basada en el respeto y la colaboración.



Celebramos: Las Olimpiadas



Las celebraciones de Grupo Saesa trascienden la realización de actividades recreativas, ya que son diseñadas con especial cuidado para generar experiencias significativas. En un contexto de crecimiento sostenido de la dotación, durante 2025 se adaptó la modalidad de las Olimpiadas, replicando el evento en dos celebraciones por grupos, con el objetivo de incorporar a la mayor cantidad posible de colaboradores.

Esta instancia contempla espacios de reconocimiento, palabras de agradecimiento del Gerente General e involucra activamente a las familias, destacando además la trayectoria laboral de quienes cumplen 20, 25, 30, 35, 40 y 45 años de servicio en la Compañía. En 2025 participaron más de 1.500 personas y se reconoció a 47 colaboradores, consolidando este encuentro como un hito relevante de valoración, encuentro y sentido de pertenencia.



Programa PAD: Energía para una Vida Mejor

En coherencia con su compromiso con la salud, la seguridad y la integridad de las personas, Grupo Saesa desarrolló una Política de Prevención del Consumo Problemático de Alcohol y Drogas e implementó un Programa Preventivo orientado a promover entornos laborales seguros y saludables. A través del Programa PAD, la Compañía asume de manera permanente la responsabilidad de implementar acciones preventivas, informativas y de apoyo, contribuyendo al desarrollo de una cultura preventiva centrada en el bienestar, la calidad de vida y la salud de las personas.

Durante 2025, el Programa PAD incorporó modificaciones a su política, con el objetivo de fortalecer su alcance, actualizar sus lineamientos y asegurar su alineación con las necesidades organizacionales y las buenas prácticas en materia de prevención, reforzando así su carácter formativo y preventivo.

RESPECTO DE LOS DERECHOS HUMANOS

En su Política de Compliance, Grupo Saesa comunica las normas que regulan la relación laboral entre empleadores y trabajadores, estableciendo que respeta plenamente la normativa vigente en materia laboral. Del mismo modo, promueve la inclusión y el respeto a la dignidad de todas las personas, rechazando enérgicamente cualquier conducta contraria a estos principios, tales como acoso sexual, acoso laboral o actos de discriminación basados en motivos de raza, color, sexo, edad, estado civil, religión, opinión política, nacionalidad, situación socioeconómica, idioma, orientación sexual, identidad de género, discapacidad, entre otros.

En este sentido, la Compañía contrata, selecciona, capacita y remunera a sus trabajadores en función de méritos, experiencia y criterios laborales legalmente aceptados, desestimando discriminaciones arbitrarias o prácticas no inclusivas.

PROCEDIMIENTOS PARA PREVENIR Y GESTIONAR EL ACOSO LABORAL Y SEXUAL

Uno de los focos centrales de la Política de Diversidad, Equidad e Inclusión de Grupo Saesa es la promoción de la no discriminación arbitraria y el resguardo de ambientes laborales saludables, seguros y respetuosos. En este marco, la Compañía establece que las personas trabajadoras son evaluadas exclusivamente en función de sus habilidades, competencias y desempeño, en todas las decisiones asociadas al vínculo laboral.

Grupo Saesa mantiene una política de tolerancia cero frente a cualquier forma de acoso, hostigamiento o violencia, rechazando toda conducta que afecte la dignidad, integridad o bienestar de las personas, conforme a la legislación nacional vigente, al Reglamento Interno de Orden, Higiene y Seguridad (RIOHS) y a su Protocolo de Prevención y Procedimiento de Investigación y Sanción del Acoso Sexual, Laboral y Violencia en el Trabajo.

Para resguardar estos principios, la Compañía cuenta con:



Planes de sensibilización y formación.



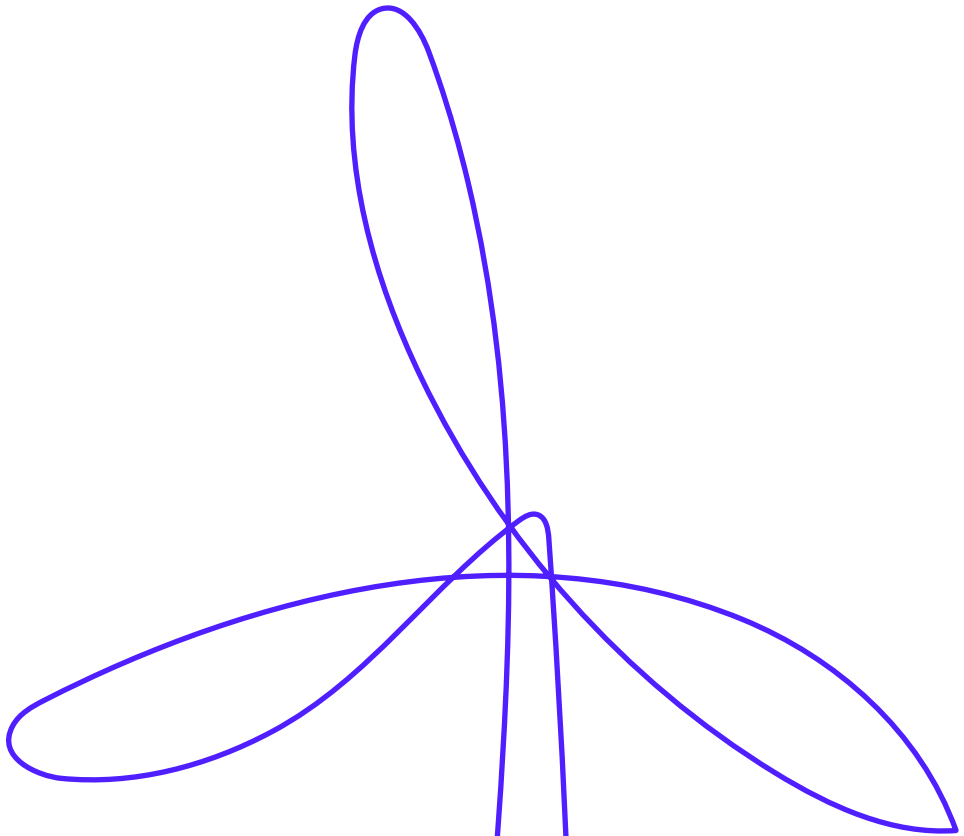
Procedimientos claros y confidenciales de denuncia.



Procesos de investigación ajustados a derecho, imparciales y oportunos, con enfoque de protección, no revictimización y perspectiva de género.



Medidas de resguardo y correctivas permanentes, disponibles para trabajadores, contratistas y terceros.



RELACIONES LABORALES

Grupo Saesa cuenta con cinco sindicatos organizados en sus principales empresas, los cuales representan al 60% de la dotación total de trabajadores.

Durante 2025, se mantuvo un relacionamiento constructivo, transparente y permanente con los cinco sindicatos, elemento clave para avanzar en el propósito de brindar energía a todos los clientes de la compañía y del país.

En línea con los compromisos adquiridos, se ejecutó el 100% de las reuniones formales programadas con las directivas sindicales, además de sostener encuentros periódicos de seguimiento que permitieron abordar inquietudes, compromisos y propuestas de mejora. Estas instancias fortalecieron la comunicación directa y la transparencia entre sindicatos y empresa, consolidando una relación basada en la confianza, el respeto mutuo y la colaboración.

Asimismo, durante 2025, se trabajó conjuntamente en seis mesas de trabajo formales comprometidas en la negociación colectiva de 2024, lo que permitió avanzar en iniciativas orientadas al bienestar de los trabajadores, asegurando al mismo tiempo la continuidad operacional.





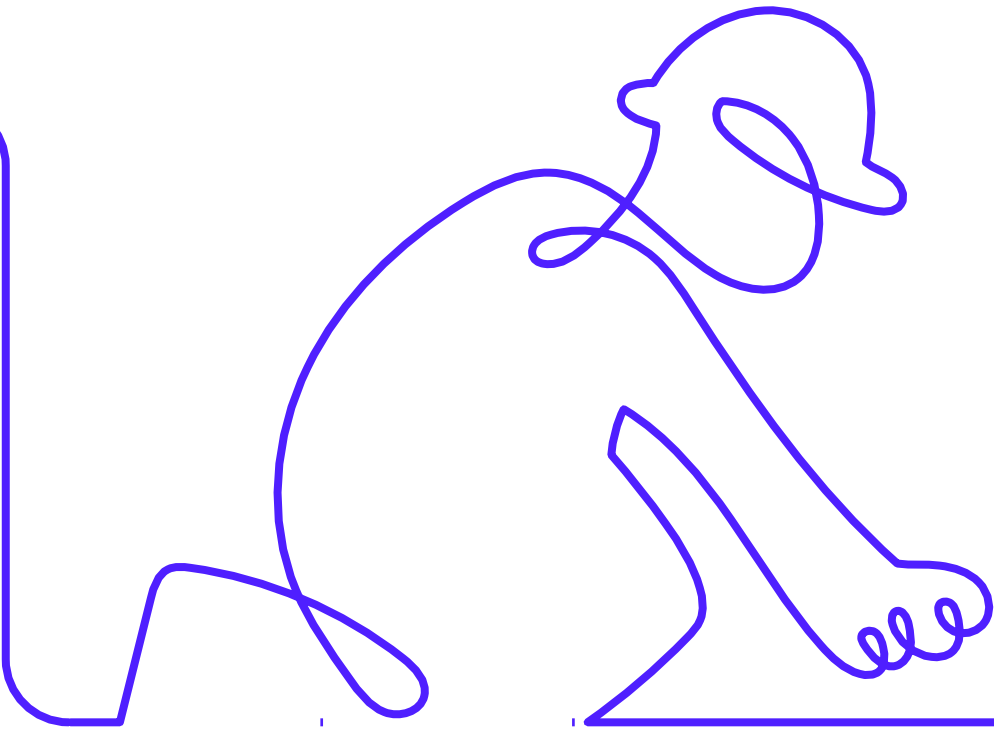
SALUD Y SEGURIDAD LABORAL

La seguridad y salud de los trabajadores propios y de las empresas contratistas constituye un valor intransable para Grupo Saesa.

El compromiso con un desempeño de excelencia, orientado a la construcción de entornos de trabajo seguros y saludables, impulsa de manera permanente a la Compañía a revisar, fortalecer e innovar en sus iniciativas de seguridad, con el objetivo de prevenir accidentes del trabajo y enfermedades profesionales.

Este desafío, que se proyecta en el largo plazo, exige actuar con agilidad, responsabilidad y visión estratégica, incorporando aprendizajes, buenas prácticas y nuevos enfoques de gestión del riesgo. En este contexto, el trabajo colaborativo y sostenido con las empresas contratistas ha sido un pilar fundamental para resguardar la vida y la salud de las personas, promoviendo conductas seguras, estándares compartidos y una operación confiable.

La consolidación de una cultura preventiva sólida, basada en el liderazgo, la corresponsabilidad y la mejora continua, ha permitido avanzar hacia un funcionamiento operacional más seguro, sentando las bases para enfrentar de manera consistente los desafíos en materia de seguridad y salud ocupacional de cara al año 2030.



GOBERNANZA DE LA GESTIÓN DE SALUD DE SEGURIDAD OCUPACIONAL

La prioridad de Grupo Saesa es el cuidado de sus trabajadores propios y contratistas, orientando su gestión a la identificación y mitigación de riesgos y tareas críticas. Durante 2025, la estrategia se centró en fortalecer el control operacional en terreno y priorizar actividades con mayor potencial de daño, integrando herramientas tecnológicas para el monitoreo de desviaciones y la estandarización de prácticas preventivas.

Este modelo de gobernanza proactiva busca anticipar escenarios de exposición y reforzar barreras de control, alineando la seguridad y salud ocupacional con una visión de largo plazo hacia el año 2030.

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE LA GERENCIA

La Gerencia de Seguridad y Salud Ocupacional cuenta con un equipo multidisciplinario de profesionales distribuidos en las distintas zonas de operación, lo que permite una implementación homogénea de la estrategia y un acompañamiento permanente a las operaciones, con foco en el control de riesgos críticos en terreno.

La estructura organizacional se encuentra segmentada en dos Subgerencias, orientadas a las líneas de negocio de Transmisión y Distribución, lo que facilita una gestión diferenciada de los riesgos propios de cada proceso y de sus tareas críticas asociadas.

Esta estructura se complementa con:



Área de Seguridad Física, responsable de la protección de las instalaciones y de la gestión de riesgos asociados.



Área de Formación Técnica y Gestión, orientada al fortalecimiento de las competencias técnicas y preventivas de los equipos, asegurando la correcta ejecución de tareas críticas bajo estándares definidos y controles efectivos.

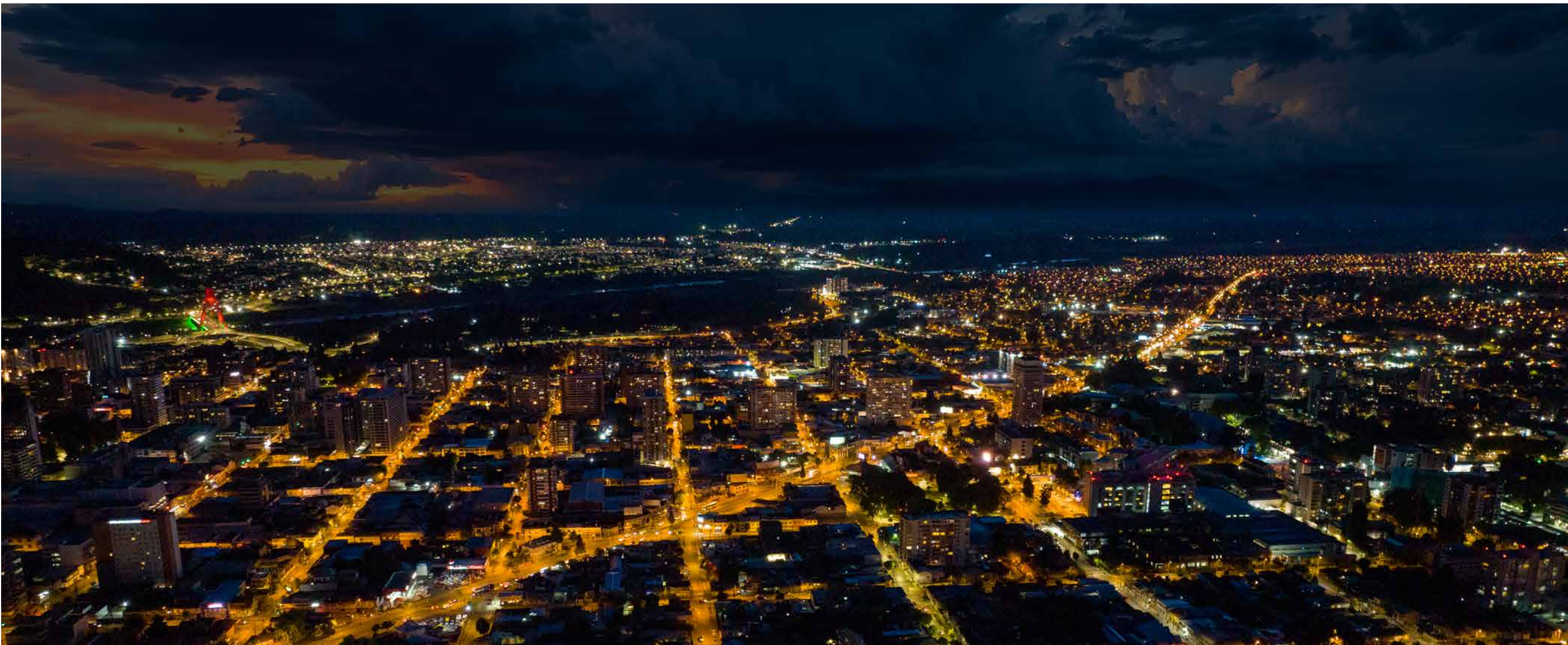


Monitoreo y control del Directorio

De manera periódica, la Gerencia de Seguridad y Salud Ocupacional presenta al Directorio un reporte estructurado de desempeño, que da cuenta de la evolución de los principales indicadores de frecuencia y gravedad, así como de los hechos relevantes y las materias prioritarias en el ámbito de la seguridad y salud ocupacional.

Este seguimiento permite al Directorio contar con una visión integral del desempeño en seguridad, con énfasis en la identificación de tendencias, el análisis de eventos de mayor potencial y el estado de control de los riesgos críticos asociados a la operación, facilitando una toma de decisiones informada y oportuna.

Adicionalmente, se mantiene un trabajo coordinado y sistemático con la Gerencia de Gestión y Riesgos, mediante un reporte específico que consolida el avance de los planes de acción asociados a los principales riesgos estratégicos, bajo la responsabilidad de la Gerencia de Seguridad y Salud Ocupacional.



Regla de Tolerancia Cero

En Grupo Saesa, todo trabajador que no se sienta debidamente capacitado o correctamente equipado para el desarrollo de sus labores tiene la obligación de informar esta condición a su supervisor. Asimismo, cuenta con el derecho y el deber de interrumpir sus actividades o abandonar el lugar de trabajo cuando existan motivos razonables para estimar un riesgo grave e inminente para su vida o salud.

Esta regla constituye un pilar esencial del cuidado de las personas y refuerza una cultura organizacional donde la seguridad prevalece por sobre cualquier presión operativa.



GESTIÓN

Comités Paritarios

La Compañía cuenta con 10 Comités Paritarios de Higiene y Seguridad, distribuidos geográficamente en los distintos procesos y zonas de operación, cubriendo de manera integral la cadena de valor del negocio eléctrico. Estos comités corresponden a:

- Frontel Concepción
- Frontel Temuco
- Frontel Osorno
- Valdivia
- Saesa Osorno
- Saesa Puerto Montt
- Saesa Chiloé
- EdelaySEN Coyhaique
- STS Sur
- STS Centro

Su principal labor es impulsar la cultura preventiva, mediante el desarrollo de actividades de promoción de la seguridad, la participación en investigaciones de accidentes, la evaluación de procesos y la identificación de oportunidades de mejora, con especial atención en los riesgos y tareas críticas de la operación.

Cada comité está integrado por 12 colaboradores: seis designados por la empresa y seis elegidos por los trabajadores. Sus decisiones se adoptan de manera autónoma y son plenamente respetadas por la Compañía, fortaleciendo la participación activa, la corresponsabilidad y el enfoque preventivo en el cuidado de las personas.

Esquema Preventivo para Proyectos de Transmisión

Grupo Saesa ha desarrollado un modelo preventivo específico para proyectos de transmisión, orientado a gestionar de manera anticipada los riesgos críticos asociados a obras de mayor complejidad y envergadura.

Método de Aseguramiento del Control de Riesgos Operacionales (MACRO)

Grupo Saesa utiliza el Método de Aseguramiento del Control de Riesgos Operacionales (MACRO) para estructurar su gestión de Seguridad y Salud Ocupacional. Este sistema desarrolla matrices de riesgos y programas preventivos para trabajadores propios y contratistas, bajo un enfoque de mejoramiento continuo. Cabe destacar que el 80% de sus actividades se focaliza en prevenir accidentes graves y fatales, priorizando los escenarios de mayor potencial de daño y reforzando las barreras de control en tareas críticas.

Este esquema considera los siguientes elementos:

Este modelo especializado ha contribuido de manera significativa a resguardar la seguridad de las personas que participan en proyectos de gran escala, fortaleciendo el control de riesgos desde la planificación hasta la ejecución.



Modelo de Alineamiento Estratégico (MAE), que define los lineamientos, acciones y requerimientos clave para las empresas contratistas.



Plan garantizado de prevención de lesiones graves y fatales, enfocado en tareas críticas del proyecto.



Implementación de estándares y normas de fatalidad específicas, ajustadas al contexto del proyecto.



Constitución y funcionamiento permanente de un Comité de Riesgos, independiente del comité paritario de la faena.



Índice de Práctica Segura (IPS), indicador que mide el desempeño real de las empresas contratistas en el cumplimiento de los estándares de seguridad del proyecto.

Iniciativas destacadas

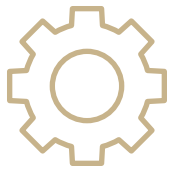
Grupo Saesa cuenta con un Modelo Conductual de Seguridad, orientado a fortalecer la cultura preventiva y promover aprendizajes significativos en torno al autocuidado y la gestión de riesgos críticos. Entre las principales iniciativas desarrolladas, se destacan:

- Jornadas preventivas presenciales y virtuales.
- Liderazgo visible en terreno, mediante la presencia activa de ejecutivos en las zonas operativas.
- Revisión trimestral de resultados de seguridad con empresas contratistas.
- Ampliados de Comités Paritarios.
- Programas de capacitación en distintas modalidades, combinando formación práctica en terreno y formación teórica presencial y digital, incluyendo iniciativas como la Escuela de Linieros.
- Asimismo, durante el período se implementaron acciones específicas orientadas a fortalecer la gestión preventiva en procesos críticos, tales como centros de control y despacho (CCT y CCD), seguridad en almacenes, generación, brigadas de operación y seguridad forestal.
- Se desarrollaron también instancias de revisión de seguridad con gerentes y dueños de empresas contratistas, fortaleciendo conductas seguras y el alineamiento con el propósito de la Compañía.

Reconocimientos

Durante el año 2025, la Mutual de Seguridad distinguió a Grupo Saesa por su destacada gestión en materias de seguridad vial, reconocimiento que refleja el compromiso sostenido de la Compañía con la prevención de accidentes y el cuidado de las personas en el ámbito de la conducción laboral.





Tecnología y Fortalecimiento de Competencias

Grupo Saesa ha fortalecido sus competencias técnicas mediante iniciativas pioneras en Chile, como sus dos Laboratorios Móviles de Riesgos Eléctricos y dos consolas de entrenamiento de origen estadounidense, que permiten la instrucción práctica sin exposición a corrientes letales.

En la gestión de terceros, se implementó el Plan Contratistas 2.0 y se proyecta para 2026 el Ecosistema de Excelencia de Empresas Colaboradoras (EEE-C), enfocado en relaciones estratégicas y mejora continua.

Además, la Compañía ha integrado inteligencia artificial para optimizar la evaluación de riesgos en terreno, mediante el análisis de video y audio en tiempo real, junto con herramientas digitales para la trazabilidad de incidentes.

Finalmente, en seguridad física, se incorporaron sistemas de televigilancia en subestaciones y un modelo de gestión integral para mitigar riesgos delictuales y proteger la continuidad del negocio.



Capacitación y Formación en Seguridad

Durante 2025, el área de Formación Técnica mantuvo una presencia activa en todas las zonas del Grupo Saesa, respondiendo de manera ágil y oportuna a los requerimientos de capacitación, con un incremento significativo en las horas de formación impartidas.



Fortalecimiento del Centro de Entrenamiento y Aprendizaje Técnico (CEAT), otorgando el sello CEAT a empresas contratistas que cumplen estándares de calidad en formación técnica y de seguridad.



Uso continuo de los Centros de Entrenamiento del Grupo Saesa, emplazados estratégicamente en la zona de concesión.



Implementación de un modelo de diseño instruccional, con rutas de aprendizaje estandarizadas por proceso.



Desarrollo de una plataforma digital formativa, que centraliza contenidos técnicos especializados y permite acceso remoto desde terreno.



Inicio del modelo de validación de competencias en Transmisión, con la implementación de un Centro de Entrenamiento en Santiago y la proyección de un segundo centro en Osorno para 2026.



Validación de instructores técnicos para el proceso forestal.



Instancias de capacitación y Sensibilización

La Compañía desarrolló diversas instancias orientadas a fortalecer la cultura preventiva y el control de riesgos críticos, entre ellas:

- Arranque Seguro, instancia anual de revisión de resultados y definición de lineamientos.
- Jornadas de concientización vía streaming, enfocadas en análisis de incidencias críticas.
- Jornadas presenciales de sensibilización, con relatores invitados y enfoque experiencial.
- Diplomado en Seguridad y Gestión de Riesgos Eléctricos, dirigido a asesores en prevención.
- Jornadas mensuales de seguridad para personal técnico en terreno.

- Videos educativos “Del Profe”, orientados a tareas críticas.
- Escuela de Linieros, con la ejecución de su versión N°17 en Puerto Montt.
- Programa para Supervisores y Academia para Jefes de Faena, orientados al liderazgo en seguridad.
- Plan Forestal, enfocado en prevenir eventos graves en el mantenimiento de faja eléctrica.

VINCULACIÓN CON OTROS GRUPOS DE INTERÉS

5



- 114** Estrategia de Sostenibilidad
- 122** Cómo Cuidamos el Medio Ambiente
- 123** Iniciativas para la Reducción de Emisiones GEI
- 126** Gestión Medioambiental
- 128** Biodiversidad
- 129** Relación con Comunidades y el Entorno
- 133** Gestión de Proveedores y Contratistas
- 135** Relación con las Partes Interesadas y Público en General
- 137** Relación con Inversionistas, Bonistas y Clasificadoras de Riesgo
- 138** Afiliación a Gremios, Asociaciones u Organizaciones

ESTRATEGIA DE SOSTENIBILIDAD

La estrategia de sostenibilidad de Grupo Saesa orienta el crecimiento del negocio eléctrico en el largo plazo, en coherencia con los desafíos de la transición energética en Chile y con el rol habilitador que cumple la infraestructura eléctrica para el desarrollo de los territorios a lo largo del país.

Grupo Saesa desarrolla sus operaciones en diversas zonas del territorio nacional, atendiendo a más de un millón de clientes del segmento de distribución eléctrica, en contextos geográficos y operativos heterogéneos. En particular, una parte relevante de esta operación se concentra en zonas del sur de Chile, caracterizadas por una alta dispersión territorial, condiciones climáticas exigentes y mayores desafíos de acceso, lo que refuerza una aproximación a la sostenibilidad estrechamente vinculada a la continuidad del suministro, la resiliencia de la infraestructura, la adaptación al cambio climático y la creación de valor compartido en las comunidades donde opera.

La sostenibilidad se integra como un componente estructural del modelo de negocio, orientando la operación diaria, las decisiones de inversión y la planificación de largo plazo. En línea con la Planificación Estratégica 2030, Grupo Saesa busca posicionarse como un impulsor de la transición energética, contribuyendo a un sistema eléctrico más limpio, resiliente y descentralizado.

Las prioridades estratégicas se definen a partir de un proceso de identificación de 24 temas materiales, que se traducen en objetivos y metas concretas desplegadas en las distintas áreas de la organización, permitiendo enfocar los esfuerzos donde se genera mayor valor económico, social y ambiental.

La estrategia se estructura en tres ejes — Operación responsable, Impulsando la transición energética y Sintonía con las personas y el entorno— y se revisa periódicamente para asegurar su vigencia frente a la evolución del contexto energético, regulatorio y territorial, consolidando la sostenibilidad como un habilitador clave de la resiliencia del sistema eléctrico y de la creación de valor de largo plazo.



OPERACIÓN RESPONSABLE

Íntegros en nuestro gobierno corporativo

- > Transparencia, ética y cumplimiento
- > Gobernanza de la sostenibilidad
- > Cumplimiento regulatorio y normativo
- > Relaciones con la autoridad y otros grupos de interés

Siendo el mejor lugar para trabajar

- > Clima, flexibilidad y estabilidad laboral
- > Salud y seguridad de nuestros colaboradores
- > Equidad de género, diversidad e inclusión
- > Buenas relaciones con sindicatos
- > Atracción y retención del talento

Apasionados por el cliente

- > Satisfacción y gestión de reclamos
- > Información, comunicación y experiencia del cliente

Responsables con la cadena de valor (foco contratistas)

- > Seguridad, desarrollo y mejora de estándares a contratistas
- > Pago a proveedores
- > Evaluación de contratistas y proveedores

Aportando a un sistema eléctrico más digital

- > Desarrollo de cultura digital
- > Seguridad de la información
- > Transformación tecnológica y automatización de procesos



SINTONÍA CON LAS PERSONAS Y EL ENTORNO

Ambición climática protegiendo el medioambiente

- > Gestión del impacto ambiental de nuestras operaciones (incl. Huella de carbono y biodiversidad)
- > Contribuyendo a la resiliencia de la operación y gestión de riesgos climáticos
- > Impulsando un modelo circular de gestión de residuos

Relacionándonos con nuestras comunidades

- > Diálogo y relacionamiento comunitario
- > Programas sociales y apoyo a la comunidad

IMPULSANDO LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Servicio continuo y alternativas sostenibles para una transición energética

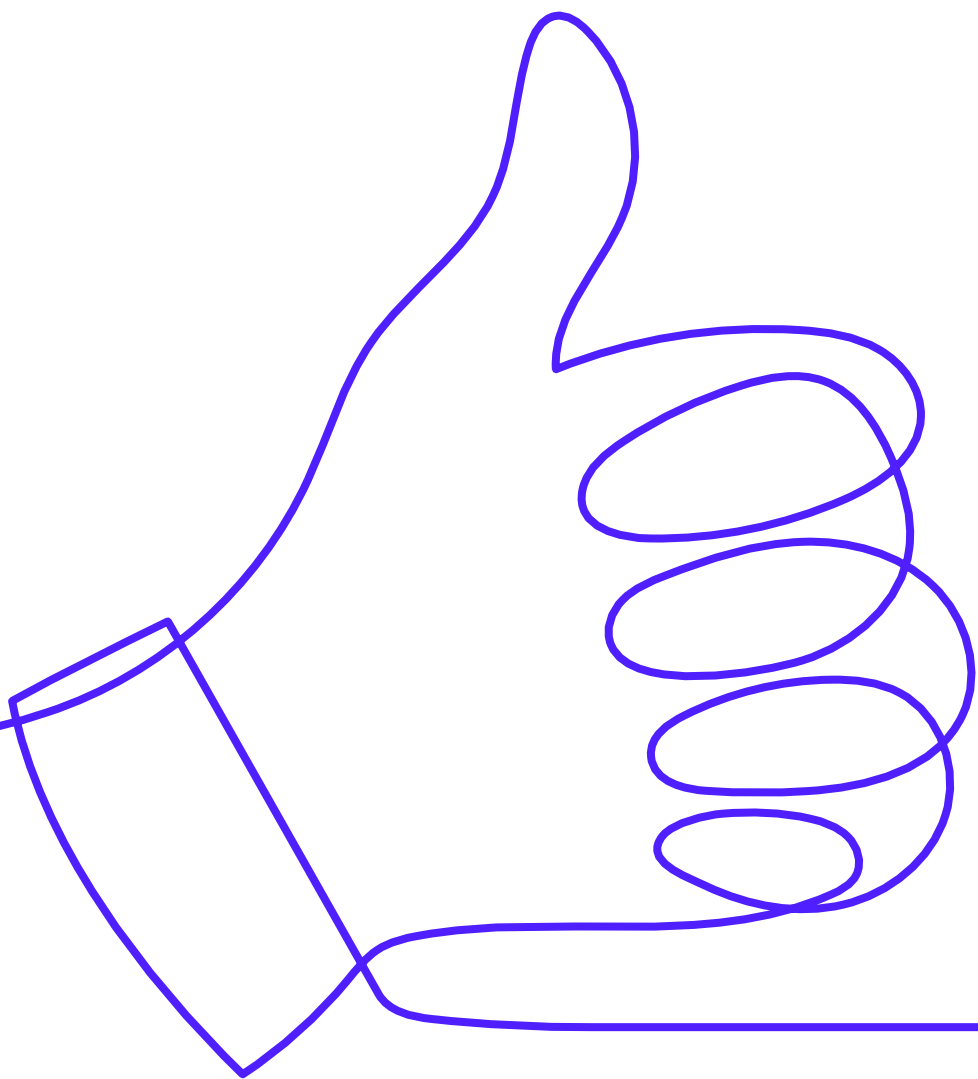
- > Continuidad operacional, gestión de riesgos y contingencias
- > Soluciones y servicios conectando fuentes de energía renovable al sistema interconectado central
- > Acceso de energía a lugares remotos y gestión de la generación distribuida
- > Promoción de la agenda país para la habilitar la transición energética



OPERACIÓN RESPONSABLE

La operación responsable constituye el fundamento sobre el cual se sostiene el desempeño sostenible del negocio eléctrico.

En un contexto de creciente complejidad técnica, mayores exigencias regulatorias y aumento de eventos climáticos extremos, asegurar la continuidad y calidad del suministro requiere operar con altos estándares de seguridad, eficiencia y confiabilidad.



Gestión de seguridad y personas

- Implementación del Programa Corporativo de Seguridad y Salud en el Trabajo.
- Desarrollo del Programa de Bienestar, orientado a la prevención de riesgos psicosociales.
- Capacitación continua de trabajadores y contratistas en materias de seguridad, cumplimiento y operación.
- 45 jornadas de capacitación realizadas durante 2025.
- 10.000 horas de formación impartidas aproximadamente en 2025.
- 99% de tasa de participación en el curso e learning obligatorio de Ley Karin.



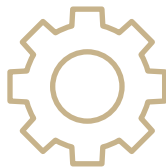
Calidad de servicio y continuidad operativa

- Ejecución de planes de mantenimiento preventivo y mantenimiento basado en riesgo.
- Refuerzo de infraestructura crítica y manejo de vegetación.
- Gestión de contingencias operacionales y climáticas.
- Más de \$12 mil millones invertidos en mantenimientos preventivos durante 2025.
- Más de \$22 mil millones destinados a trabajos de roce y manejo de vegetación.



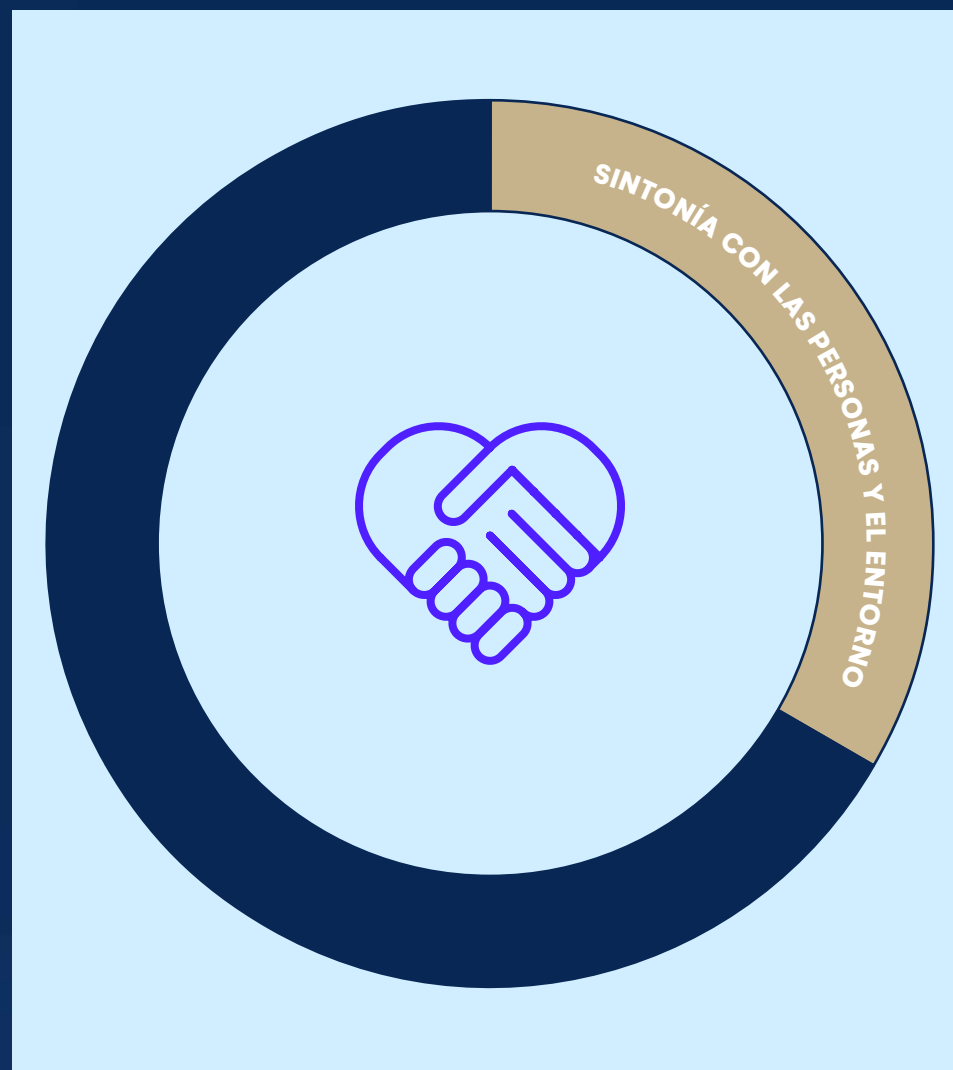
Clima laboral y compromiso de los colaboradores

- Gestión del clima organizacional y desarrollo del talento.
- Fortalecimiento de la cultura de seguridad, bienestar y pertenencia.
- **92%** de los colaboradores declara sentirse feliz y orgulloso de pertenecer a la compañía.
- 7 años consecutivos en el Top 5 de Great Place To Work Chile.



Transformación digital y eficiencia operativa

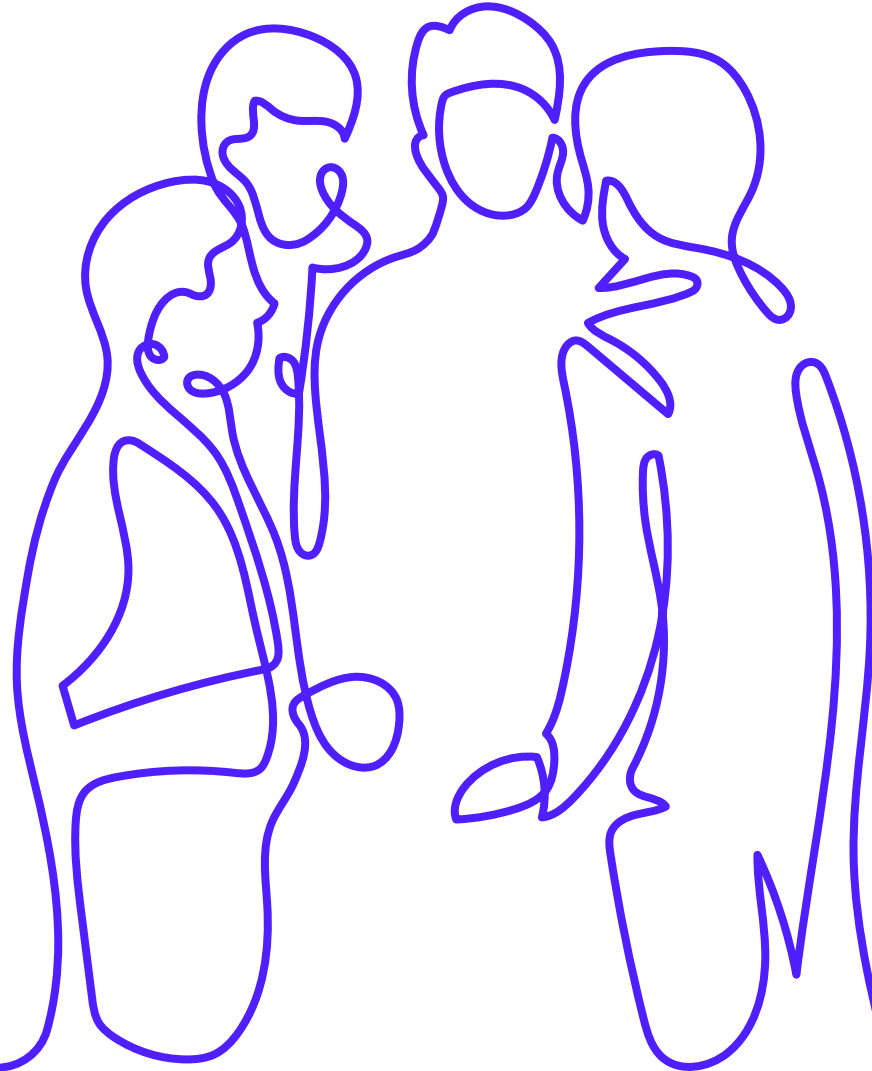
- Digitalización de procesos operativos y comerciales.
- Implementación de plataformas de gestión de activos y dashboards de control.
- Uso de drones, inspecciones termográficas y analítica avanzada.
- +500mil clientes con boleta digital activa al cierre de 2025.



SINTONÍA CON LAS PERSONAS Y EL ENTORNO

El desarrollo sostenible del negocio eléctrico está estrechamente vinculado a la capacidad de integrarse de manera armónica en los territorios y de construir relaciones de largo plazo basadas en la confianza y el diálogo.

La operación de Saesa se despliega en comunidades diversas, muchas de ellas rurales o aisladas, donde la energía eléctrica cumple un rol habilitador clave para el bienestar, el desarrollo social y la actividad productiva.



Este eje orienta la gestión hacia una relación cercana y responsable con las personas y el entorno, integrando el relacionamiento comunitario, el acceso equitativo a la energía y la gestión de los impactos ambientales locales. A través de este enfoque, se busca fortalecer la licencia social para operar, generar valor compartido y contribuir de manera concreta al desarrollo sostenible de los territorios donde la compañía está presente.



Relacionamiento comunitario y acceso a la energía

- Desarrollo de proyectos de electrificación rural.
- Trabajo colaborativo con comunidades, organizaciones sociales y autoridades locales.

• **86** proyectos de electrificación rural ejecutados en 2025.

- 38 comunas beneficiadas.
- 1.284 familias beneficiadas.



Educación y cultura ambiental

- Competencia de Eficiencia Energética Escolar.
- Programas de sensibilización y educación ambiental.
- 9.000 kWh de consumo reducidos en establecimientos educacionales durante 2025.



Gestión ambiental y economía circular

- Implementación del programa “No + Pilas”.
- Reciclaje de residuos operacionales.
- Pilotos de recircularidad de postes de hormigón.
- 15 años de ejecución continua del programa “No + Pilas”.
- 129 toneladas de pilas gestionadas históricamente.
- 18 toneladas recolectadas en 2025 en 56 comunas.
- 700 toneladas de residuos reciclados junto a colaboradores y contratistas.
- Más de 4.500 postes de hormigón recirculados en pilotos de economía circular.



IMPULSANDO LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

La transición energética representa uno de los principales desafíos y oportunidades para el sector eléctrico chileno, y constituye un eje estratégico para el desarrollo de largo plazo del negocio.



La descarbonización de la matriz, la electrificación de la demanda y la descentralización del sistema requieren redes más modernas, soluciones energéticas innovadoras y una infraestructura preparada para operar en escenarios cada vez más exigentes.



Reducción de huella de carbono

- Medición y gestión de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Descarbonización progresiva de la operación y mejora de la eficiencia energética.
- Reducción acumulada del 26% en emisiones de CO₂ (alcances 1 y 2) desde 2022.

•100.000
toneladas de CO₂e reducidas
en dos años.



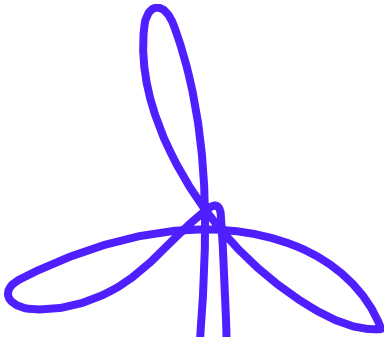
Energías renovables y generación distribuida

- Desarrollo y operación de proyectos eólicos y solares.
- Gestión de centrales PMGD y soluciones de generación distribuida.
- Implementación de proyectos fotovoltaicos, netbilling y autoconsumo.



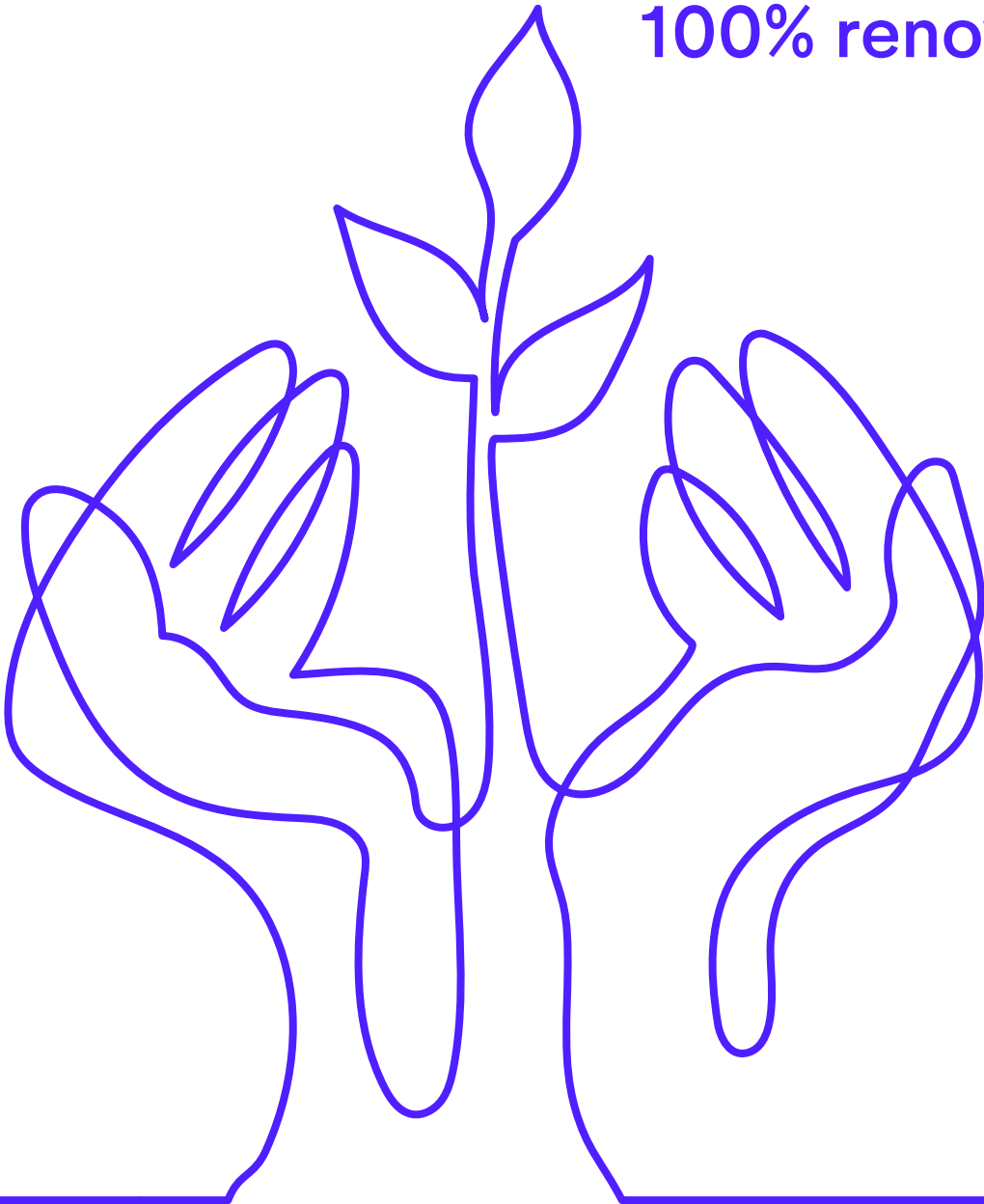
Indicadores

- 119 centrales PMGD conectadas.
- 416 MW de potencia instalada (70% renovables no convencionales).
- 38,8 MW adicionales incorporados durante 2025.
- 3.184 equipos de netbilling instalados, que suman 27 MW de capacidad.
- 18 MW instalados por Saesa Innova en 2025, evitando 14.260 toneladas de CO₂e.



CÓMO CUIDAMOS EL MEDIO AMBIENTE

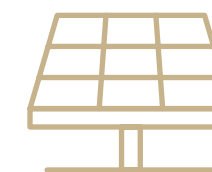
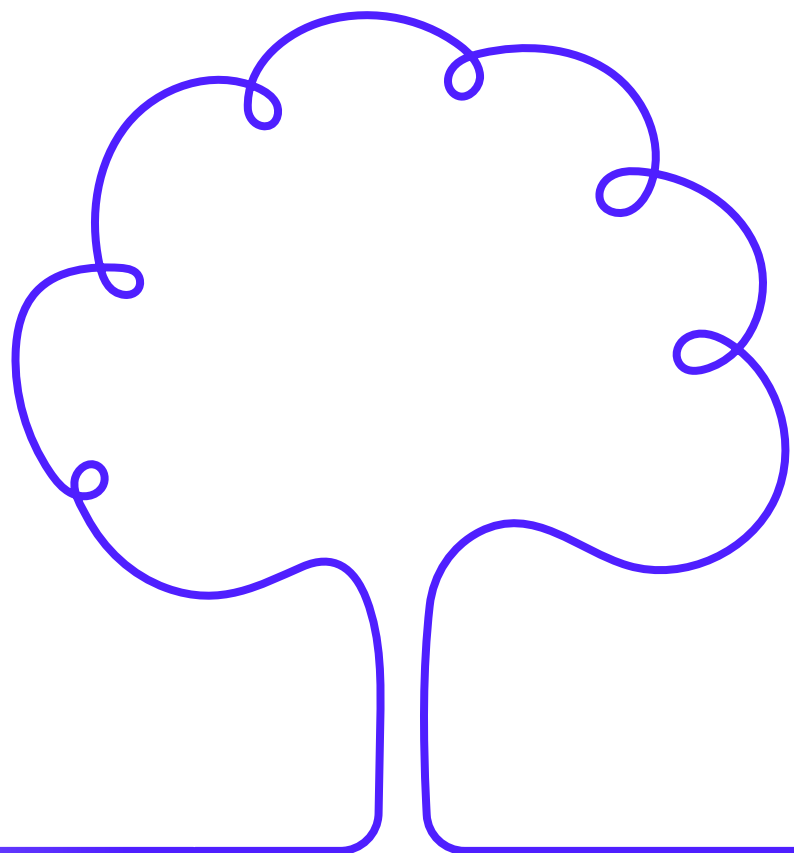
En coherencia con los desafíos energéticos del país y con su Planificación Estratégica de largo plazo, Saesa avanza de manera sostenida en la incorporación de energías renovables, particularmente eólica y solar, mediante proyectos en operación y en desarrollo, con el objetivo de alcanzar una matriz energética 100% renovable al año 2050.



Reducción del 26% en las emisiones de CO₂.

Este enfoque se complementa con la optimización del uso de recursos naturales y la incorporación de tecnologías que permiten mejorar la eficiencia operativa y reducir los impactos ambientales de la operación. Como resultado de estas acciones, desde 2022 se ha logrado una reducción del 26% en las emisiones de CO₂ de los alcances 1 y 2, equivalente a 100 mil toneladas de CO₂e, reflejando un desempeño climático consistente y alineado con los compromisos de descarbonización asumidos por Chile.

A través de estas iniciativas, Grupo Saesa contribuye de manera concreta a la reducción de emisiones del sector eléctrico, al fortalecimiento de la seguridad del suministro y al desarrollo de soluciones energéticas sostenibles para los territorios donde opera, consolidándose como un actor relevante en la transición energética nacional y sentando las bases para procesos continuos de innovación y mejora ambiental.



INICIATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES GEI

Como parte de su compromiso con la transición energética y la reducción de su huella ambiental, Grupo Saesa ha definido un portafolio de 13 proyectos orientados a mejorar la eficiencia del sistema eléctrico, reducir la intensidad de emisiones de la operación y fortalecer la resiliencia de la infraestructura.

En conjunto con la descarbonización progresiva de la matriz energética chilena, estas iniciativas permiten proyectar una reducción del 61% de las emisiones al año 2032, respecto del año base 2022, superando la meta establecida del 42%. Cabe destacar que estas proyecciones son sensibles a los supuestos de crecimiento del negocio y a la implementación oportuna de los proyectos comprometidos.

CENTRAL SIMPSON

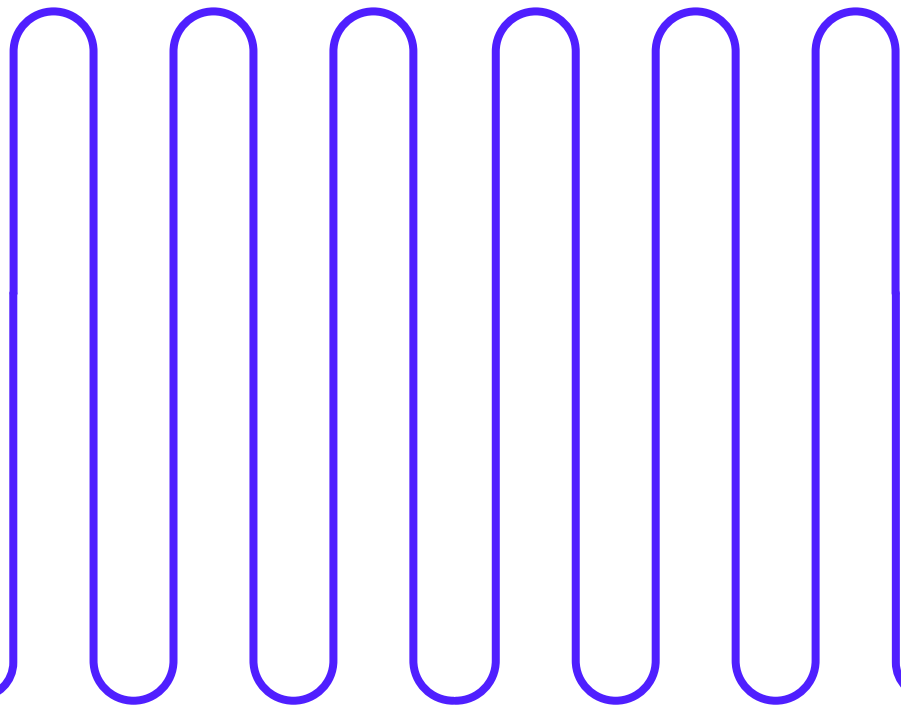
La Central Simpson corresponde a una central térmica con una capacidad instalada de 10 MW, que utiliza gas licuado de petróleo (GLP) como sustituto parcial de la generación diésel actualmente empleada por la Central Tehuelche. La estimación de emisiones evitadas considera la generación total de energía, asumiendo el reemplazo de una fracción de la matriz energética del Grupo Saesa basada en diésel, incorporando las emisiones residuales asociadas al uso de GLP.

Este proyecto permitirá una reducción anual estimada de 3.484 toneladas de CO₂ equivalente, contribuyendo a una operación más eficiente del sistema eléctrico y a la disminución de la intensidad de emisiones en zonas con mayores restricciones operativas.

PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR CHILE CHICO

El Proyecto de Energía Solar Chile Chico contempla el desarrollo de una planta fotovoltaica con una potencia instalada de 1.000 kW, complementada con un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS) de 500 kW, con una autonomía de 4 horas. Se proyecta una generación anual de 1,84 GWh a partir de 2026, lo que permitirá una reducción estimada de 1.385 toneladas de CO₂ equivalente por año, asociada al reemplazo de energía proveniente de fuentes con mayor intensidad de emisiones.

Esta iniciativa contribuye a una mayor penetración de energías renovables, refuerza la seguridad y eficiencia operativa del sistema eléctrico y fortalece la resiliencia del suministro en la zona.



AMPLIACIÓN DEL PARQUE EÓLICO ALTO BAGUALES

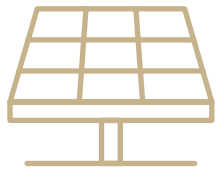
El Proyecto de Ampliación del Parque Eólico Alto Baguales considera el reemplazo de tres aerogeneradores existentes por equipos de mayor potencia, junto con la incorporación de cinco nuevos aerogeneradores. Con esta ampliación, se proyecta que el parque alcance una producción anual de 33 GWh a partir de 2026, lo que permitirá una reducción estimada de 22.646 toneladas de CO₂e, al desplazar generación eléctrica de mayor intensidad de emisiones dentro del sistema eléctrico.



CENTRALES DE RESPALDO

El proyecto de Centrales de Respaldo contempla la implementación de centrales solares orientadas a reducir las pérdidas en la distribución y a disminuir la compra de energía a través de contratos. La meta definida es alcanzar una generación de 24,6 GWh al año 2025.

El beneficio climático se contabiliza en el alcance 2, considerando que un 10% de la generación total se destina a la disminución de pérdidas técnicas, mientras que el remanente contribuye a reducir la energía adquirida desde el sistema. Como resultado, se estima una reducción de 178 toneladas de CO₂ equivalente en emisiones, fortaleciendo la eficiencia operativa y el desempeño ambiental del sistema eléctrico.



PROYECTO DE ENERGÍA SOLAR CERRO SOMBRERO

El Proyecto de Energía Solar Cerro Sombrero corresponde a una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 2.980 kW. La iniciativa considera una generación anual estimada de 4,72 GWh a partir de 2026, lo que permitiría alcanzar una producción acumulada aproximada de 33 GWh en su horizonte de operación. Este desempeño se traducirá en una reducción estimada de 3.563 toneladas de CO₂ equivalente, asociada al desplazamiento de energía proveniente de fuentes con mayor intensidad de emisiones dentro del sistema eléctrico.



PROYECTO DIVISIÓN DE RED

El Proyecto de División de Red tiene como objetivo redistribuir la carga eléctrica entre los distintos equipos del sistema, evitando la sobrecarga de los transformadores de distribución. Esta medida contribuye a asegurar la continuidad y calidad del servicio, al tiempo que reduce las pérdidas técnicas asociadas a la operación de la red.

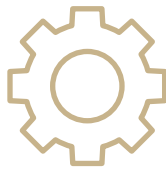
Se establece una meta de beneficio energético de 3,4 GWh al año 2029, lo que permitirá una reducción anual estimada de 248 toneladas de CO₂ equivalente en emisiones, asociada a una operación más eficiente del sistema eléctrico y a una menor intensidad de emisiones en la distribución.



NUEVAS LÍNEAS

El proyecto de expansión de líneas tiene como objetivo reducir la sobrecarga de los alimentadores existentes, mejorando la calidad y continuidad del servicio y aumentando la capacidad del sistema para atender el crecimiento de la demanda eléctrica. Esta iniciativa contribuye a optimizar la eficiencia energética y a fortalecer la resiliencia de la red frente a escenarios operativos más exigentes.

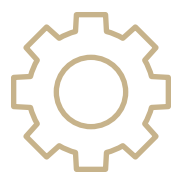
La meta definida es alcanzar un beneficio energético de 16,5 GWh al año 2028, lo que se traduce en una reducción estimada de 1.186 toneladas de CO₂ equivalente en emisiones, asociada a una operación más eficiente del sistema de distribución.



CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN

El proyecto de cambio de nivel de tensión considera la modernización de equipos y sistemas de aislación, elevando el nivel de operación de 13,2 kV a 23 kV. Esta actualización permite transportar mayores volúmenes de carga con menores pérdidas eléctricas, optimizando el uso de la infraestructura existente y otorgando mayor flexibilidad operativa para responder de manera eficiente al crecimiento de la demanda.

La meta definida es alcanzar un beneficio energético de 2,57 GWh al año 2029, lo que se traduce en una reducción estimada de 2.621 toneladas de CO₂ equivalente en emisiones, asociada a una operación más eficiente del sistema de distribución y a una menor intensidad de emisiones.



INSTALACIÓN DE EQUIPOS NUEVOS

El proyecto de instalación de equipos nuevos contempla la incorporación de reguladores de media tensión, reductores y reconectores, con el objetivo de mejorar la calidad y continuidad del servicio y habilitar reconfiguraciones de la red que permitan reducir las pérdidas asociadas a la distribución de cargas. Esta modernización aporta mayor flexibilidad operativa y eficiencia en la gestión del sistema de distribución.

La iniciativa establece una meta de beneficio energético de 2,33 GWh al año 2026, atribuida a la reducción de pérdidas técnicas, lo que se traduce en una disminución estimada de 191 toneladas de CO₂ equivalente en emisiones, contribuyendo a una operación más eficiente y con menor intensidad de carbono.

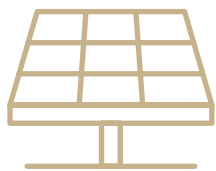
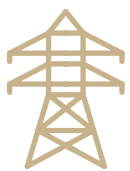
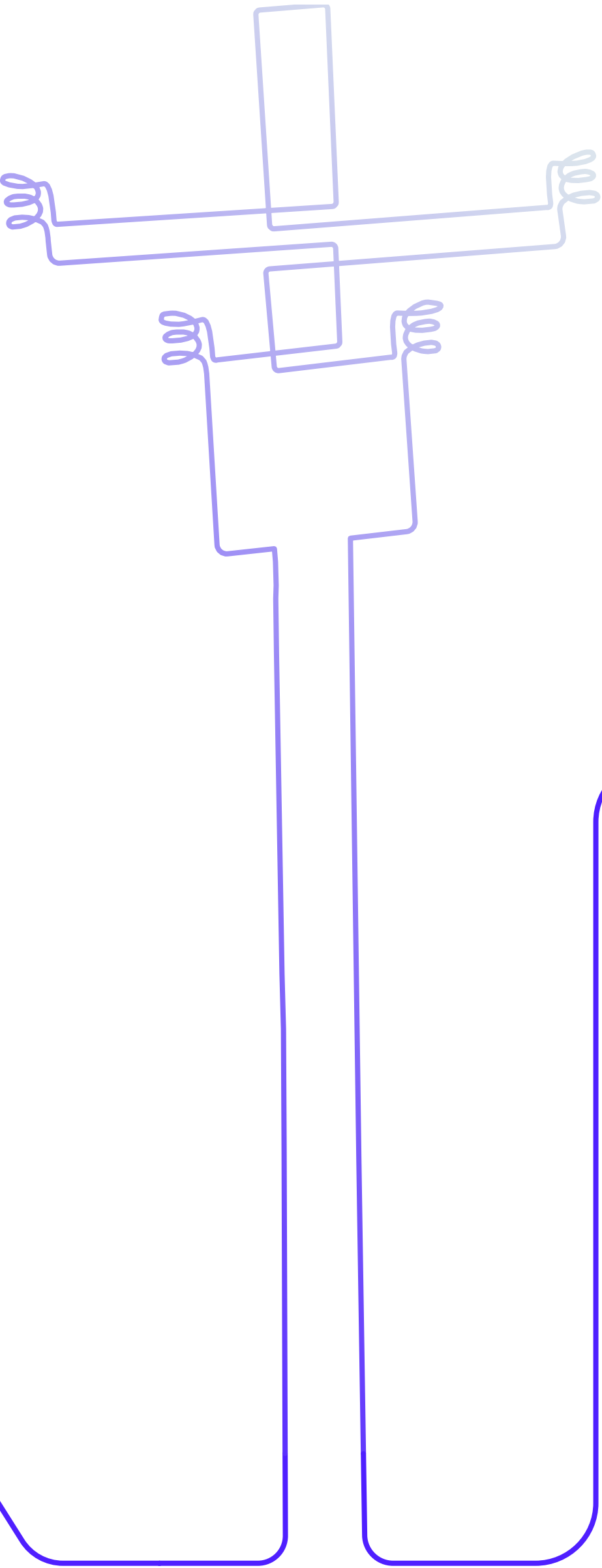


PROYECTOS DE BATERÍAS HORNOPIRÉN Y COCHAMÓ

Ambos proyectos consideran la adquisición e instalación de sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS), cada uno con una potencia de 1.000 kW y una autonomía de 4 horas (4 MWh), orientados a optimizar el despacho de la generación térmica y mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

La implementación de los sistemas BESS permitirá reducir, en cada proyecto, de tres a dos los grupos generadores operando en mínimo técnico como reserva en giro, asumiendo la batería el respaldo equivalente de uno de ellos. Esta configuración se traduce en una operación más eficiente, con menor consumo de combustible, y en una mejor gestión de voltaje y frecuencia del sistema.

Como resultado, las emisiones evitadas en conjunto al año meta 2032 se estiman en 1.210 toneladas de CO₂ equivalente, contribuyendo a la reducción de la intensidad de emisiones y al fortalecimiento de la resiliencia operativa del sistema eléctrico.



REFORZAMIENTO DE LÍNEAS

El proyecto de reforzamiento de líneas contempla el aumento del calibre de las líneas de media tensión, incrementando su capacidad de transporte eléctrico. Esta mejora permite gestionar mayores cargas de manera más eficiente, optimizando el desempeño energético del sistema, reduciendo las pérdidas técnicas y mejorando la calidad y continuidad del servicio.

La meta definida es alcanzar un beneficio energético de 6,31 GWh al año 2031, lo que se traduce en una reducción estimada de 457 toneladas de CO₂ equivalente en emisiones, asociada a una operación más eficiente y resiliente de la red de distribución.

PROYECTO FOTOVOLTAICO PALENA

El proyecto contempla el desarrollo de una planta solar fotovoltaica con una potencia instalada de 1 MW, ubicada en la comuna de Palena, con una meta de generación anual de 1,835 GWh a partir de 2027. La estimación de emisiones evitadas se calcula sobre la base de la energía total generada, considerando su sustitución parcial de generación basada en combustibles fósiles.

Si bien el proyecto contribuye a la reducción de emisiones asociadas a los alcances 1 y 3, para efectos de este apartado se reporta exclusivamente la reducción correspondiente al alcance 1, estimada en 1.385 toneladas de CO₂ equivalente, reflejando su aporte a una matriz energética más limpia y a una operación con menor intensidad de emisiones en el territorio.



GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL



PROGRAMA “NO + PILAS”

Desde hace 15 años, el Grupo Saesa impulsa de manera sostenida un modelo de gestión socioambiental colaborativa orientado a la recolección, manejo y disposición segura de pilas en desuso, en articulación con instituciones públicas, organizaciones sociales y comunidades locales. Esta iniciativa aborda de forma directa la gestión de un residuo clasificado como peligroso, previniendo su liberación al medioambiente y mitigando riesgos de contaminación de suelos, aguas y ecosistemas. La Compañía asume la responsabilidad fundamentalmente de la logística de transporte y la disposición final en instalaciones autorizadas, asegurando trazabilidad y cumplimiento ambiental.

Durante 2025, el programa permitió recolectar 18,3 toneladas de pilas en 56 comunas de 5 regiones del país. A nivel histórico, la iniciativa alcanza más de 129 toneladas gestionadas, consolidando una década y media de operación ininterrumpida orientada a neutralizar el impacto ambiental nocivo de este residuo y posicionándose como un referente de gestión responsable.

ECONOMÍA CIRCULAR Y GESTIÓN DE RESIDUOS

Como parte del fortalecimiento de la gestión ambiental y de activos, Grupo Saesa cuenta con lineamientos formales para la gestión de residuos y de activos dados de baja, establecidos a través de su Política de Economía Circular y Gestión de Residuos. Estos lineamientos orientan el manejo adecuado de residuos por parte de asociados, colaboradores y contratistas, en coherencia con el Plan Estratégico de Gestión de Activos, promoviendo una disposición segura, responsable y alineada con las mejores prácticas del sector.

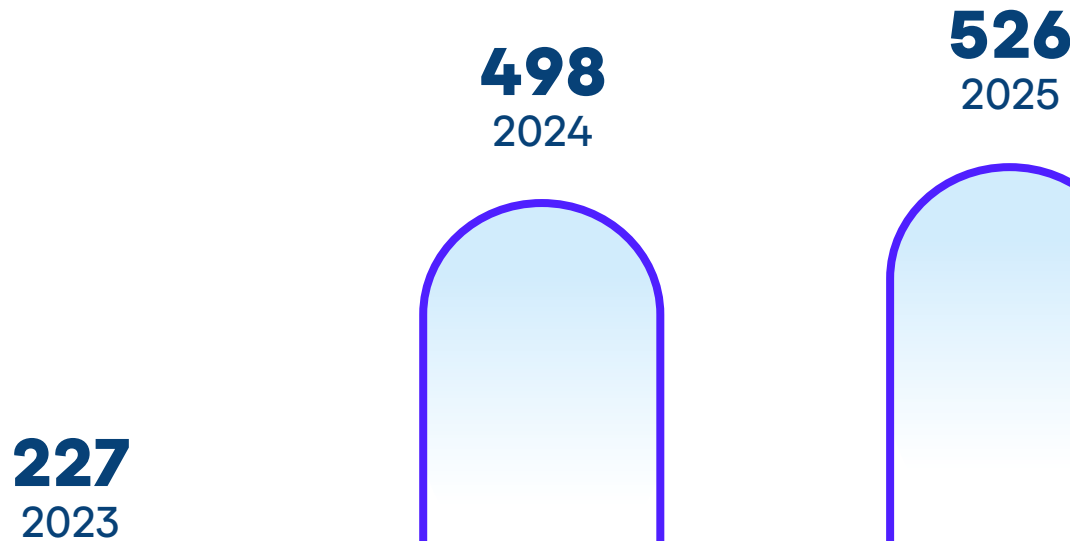
Este enfoque busca maximizar la recuperación y recirculación de materiales, fomentando una cultura organizacional comprometida con la economía circular y la reducción de impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de los activos.

En este contexto, el Grupo ha consolidado un estándar de gestión y tratamiento de residuos, apoyado por la operación de un espacio dedicado exclusivamente a la gestión de estos materiales y de activos dados de baja. Este avance constituye un hito relevante dentro del modelo de gestión de activos y respalda el cumplimiento de los requisitos asociados a su proceso de certificación, reflejando un nivel de madurez consistente y una gestión alineada con los principios de mejora continua.

REACONDICIONAR Y RECICLAR

Durante el año 2025, se gestionaron más de 500 toneladas de material reciclado, el cual fue destinado a nuevos procesos productivos. Esta gestión fue realizada mediante una empresa especializada en la administración de materiales en desuso.

Transformadores reacondicionados



Además, se logró llevar a cabo con éxito un piloto enfocado en la recircularidad de los postes de hormigón. Estos postes, que tradicionalmente se consideraban residuos destinados a disposición final en escombreras autorizadas o en sitios de acopio propiedad de Saesa, fueron reciclados.

En el año 2025 se trituraron más 4.000 postes, los cuales han ingresado a un proceso circular.

El hormigón triturado se utiliza como base para la construcción de caminos dentro del grupo y como material para el asentamiento de nuevos postes.





Residuos Industriales no Peligrosos

Tipo de Tratamiento	ton
Aplicación al Suelo	33,98
Preparación para la reutilización	173,76
Reciclaje de Aparatos Eléctricos y Electrónicos	2,36
Reciclaje de metales	709,71
Reciclaje de plásticos	5,76
Relleno sanitario	185,84
Sitio de Escombros de la Construcción	538,39
Reciclaje de caucho y goma	2,44
Total	1.652

Reciclaje de Metales 2025

Reciclaje de Metales	ton
Reciclaje de Cobre	66,6
Reciclaje de Aluminio	403,9
Reciclaje de Acero No Galvanizado	20,5
Reciclaje de Acero Galvanizado	218,6
Toneladas de Metales Reciclados	709,7

Campaña de Reciclaje 2025

Residuo	Kg
Papel	345,89
Cartón	217,50
PET-Plásticos	17,30
Aluminio	35,45
Orgánico	39,85
Total	655,99

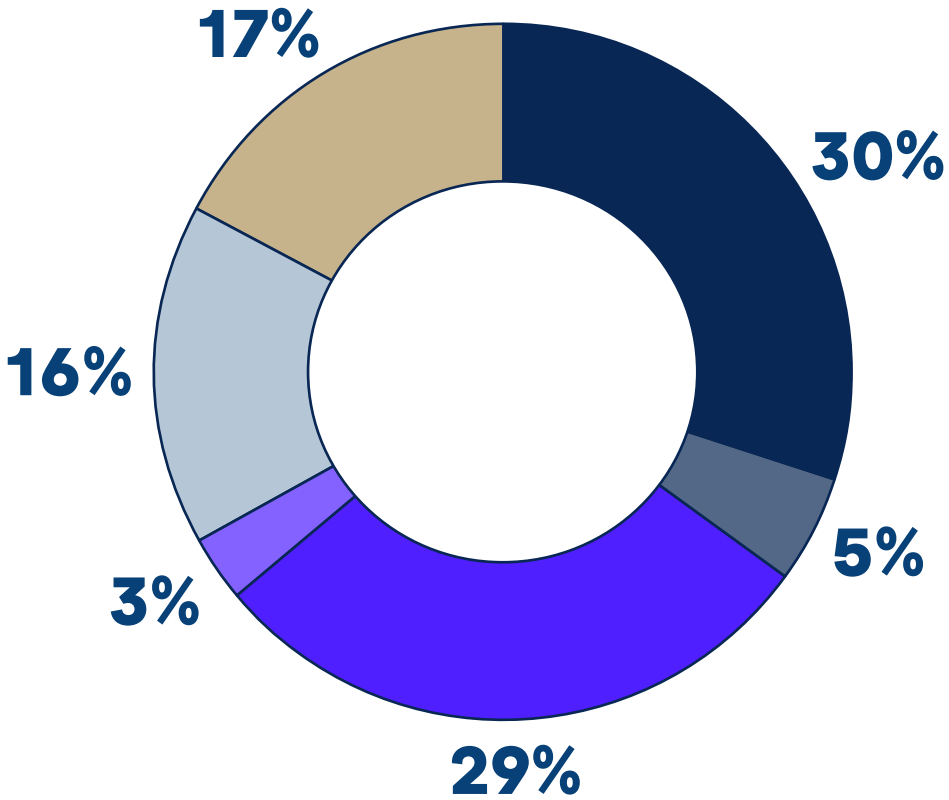
Residuos Peligrosos RESPEL

La gestión de residuos peligrosos (RESPEL) se realiza conforme al marco regulatorio vigente, en particular al D.S. N°148/2003 del Ministerio de Salud, que regula su manejo sanitario.

Para asegurar una gestión adecuada y trazable, los residuos son declarados en línea ante la autoridad mediante el Sistema de Declaración y Seguimiento Electrónico de Residuos Peligrosos (SIDREP). En este contexto, Grupo Saesa cuenta con procedimientos específicos que regulan el manejo de los residuos peligrosos tanto en condiciones normales de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación, transmisión y distribución, como en situaciones derivadas de accidentes o incidentes operacionales.

En todos los casos, el almacenamiento, transporte y disposición final de los RESPEL se ejecuta en estricto cumplimiento de la normativa aplicable, asegurando condiciones de seguridad, control y responsabilidad ambiental.

Instalación	Toneladas
CORONEL	28,9
TEHUELCHÉ	172,9
BARRO BLANCO	167,3
SE OCHAGAVIA	36,7
IF SE SANTA BÁRBARA	6,0
IF SE LA SEÑORAZA	3,2
IF SE EPULEUFU	1,0
IF SE APOQUINDO	0,3
IF SE BATUCO	0,2
IF SE TRINIDAD	0,6
IF SE NUEVA LAMPA	1,1
IF SE LO AGUIRRE	0,2
IF SE LA REINA	0,0
IF SE SANTA MARTA	0,2
IF SE CASTRO	1,1
SE PANAMERICANA	0,0
IF AMPLIACIÓN PE ALTO BAGUALES	1,7
Total	421,3



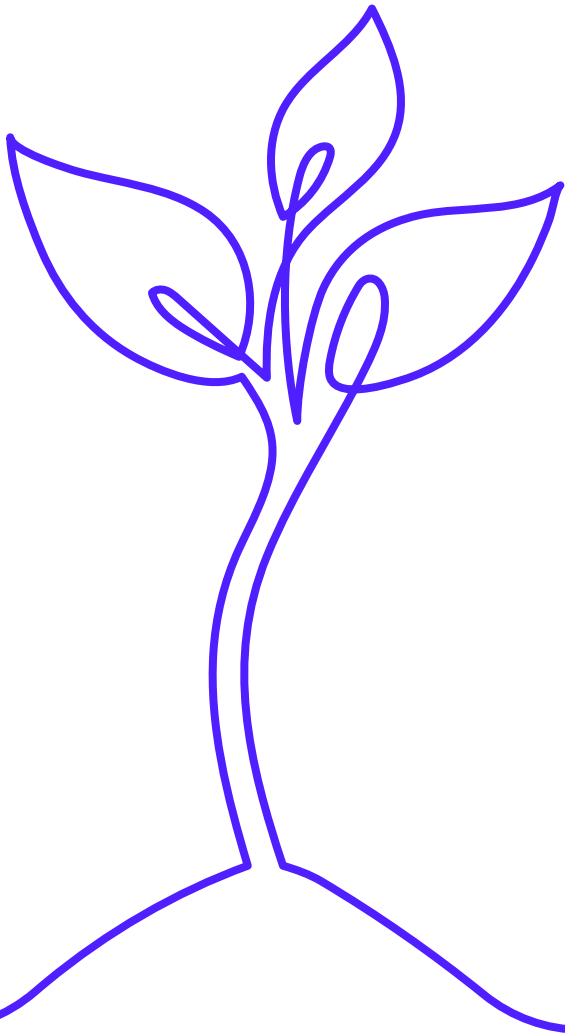
- Aceite Lubricante
- Aceite Dieléctrico sin PCB
- Tierra Contaminada con Hidrocarburos
- Petróleo Contaminado
- Agua Contaminada con Hidrocarburos



BIODIVERSIDAD

REFORESTACIÓN

La operación del negocio eléctrico genera externalidades que requieren una gestión responsable y preventiva, orientada a la protección del entorno, la biodiversidad y las personas. En este contexto, la gestión ambiental incorpora medidas sistemáticas para compatibilizar la seguridad y continuidad del suministro con el resguardo de los ecosistemas donde se desarrolla la infraestructura eléctrica.



De acuerdo con la normativa vigente, se presentan de manera periódica planes de manejo de corta y reforestación ante la Corporación Nacional Forestal (CONAF), asociados a la ejecución de obras civiles y a las labores de poda preventiva de árboles próximos al tendido eléctrico. Estas acciones permiten gestionar adecuadamente la vegetación, reducir riesgos operacionales y minimizar impactos sobre el entorno natural.

De forma complementaria, se impulsan campañas y alianzas orientadas a la reforestación con especies nativas, contribuyendo a la recuperación de áreas intervenidas y al fortalecimiento de una gestión ambiental alineada con los principios de sostenibilidad y conservación de la biodiversidad.

Hectáreas reforestadas durante 2025	
Luz Osorno	2.47
Frontel	4.14
Edelaysen	14.74
STS	31.81
Saesa	11.52
Total	64.68

GESTIÓN DEL AGUA

Actualmente, Grupo Saesa no cuenta con una estrategia formalizada para la gestión del recurso hídrico. El consumo de agua registrado se asocia principalmente al uso en edificios corporativos y a la ejecución de proyectos, sin representar un insumo relevante para los procesos operacionales del negocio eléctrico.

Total (m3)	
Edelaysen	4.164
Frontel	3.110
Saesa	19.922
SAGESA	34.306
STS	2.710
STN	48
Total	64.260



RELACIÓN CON COMUNIDADES Y EL ENTORNO

El desarrollo de proyectos energéticos sostenibles requiere una relación temprana, transparente y de largo plazo con los territorios donde se emplazan. En este contexto, Grupo Saesa concibe el diálogo intercultural y el desarrollo territorial sostenible como un eje estratégico de su gestión social, orientado a fortalecer una relación armónica y de beneficio mutuo con las comunidades vecinas.

C

on este propósito, el Grupo ha avanzado en la implementación de la Guía de Buenas Prácticas y Vinculación con las Comunidades, que establece principios y estándares para un relacionamiento permanente, basado en el diálogo constructivo, la escucha activa y el respeto por las realidades sociales, culturales y territoriales. Este enfoque reconoce que la información oportuna y equitativa es un factor clave para la construcción de confianza y para una adecuada integración de los proyectos en su entorno.

Desde esta perspectiva, el diálogo intercultural no se limita a una instancia de comunicación, sino que se consolida como una herramienta estratégica para el desarrollo territorial sostenible, que contribuye a la viabilidad de los proyectos, al fortalecimiento de la licencia social para operar y a la creación de valor compartido en los territorios donde Grupo Saesa desarrolla su actividad.

La estrategia de relacionamiento prioriza el acercamiento temprano, incluso antes del inicio de los procesos formales de evaluación ambiental, con el objetivo de informar a las comunidades de primera fuente respecto de la gestión de la empresa y de los proyectos en desarrollo. Esta práctica permite recoger inquietudes, identificar expectativas y generar condiciones para una participación informada y significativa.

El trabajo sistemático de vinculación territorial ha permitido a Grupo Saesa identificar, anticipar y mitigar riesgos socioambientales, así como reducir potenciales externalidades asociadas a sus operaciones. Para ello, el proceso de relacionamiento incorpora la identificación de actores relevantes y la evaluación de posibles impactos socioambientales, mediante la realización de Estudios de Levantamiento de Actores en las áreas de influencia de los proyectos. Esta información constituye un insumo clave para la elaboración de planes de socialización y para el fortalecimiento de los procesos de evaluación ambiental.



PROGRAMA “MUJERES CON ENERGÍA”

El programa Mujeres con Energía ha acompañado a casi **1.600 mujeres emprendedoras**, incorporando en 2025 a 330 nuevas participantes y desarrollando más de 120 horas de capacitación. Su enfoque integra formación, acceso a redes de apoyo, financiamiento y canales de comercialización, fortaleciendo el liderazgo femenino y el desarrollo económico local, y constituyendo un aporte concreto a la equidad en un contexto de brechas persistentes en la participación laboral femenina.

Cifras históricas del programa:

- 8.269** postulaciones recibidas
- 1.574** emprendedoras han participado como estudiantes
- 250** ganadoras por su rendimiento académico
- 10** academias realizadas
- 5** años de desarrollo



PROGRAMA “BARRIOS CON ENERGÍA”

Durante 2025, el programa Barrios con Energía contribuyó a mejorar la seguridad y calidad de vida en 38 comunas, mediante la iluminación de 52 espacios comunitarios, beneficiando a cerca de 42 mil personas. Estas intervenciones fortalecen la cohesión social y el sentido de pertenencia comunitaria, aportando a entornos más seguros y habitables en los territorios donde se implementa el programa.

Cifras históricas del programa:

- 8.269 intervenciones lumínicas
- +95.000 vecinos beneficiados
- 4 años de desarrollo



PROGRAMA "LIGA SAESA"

En 2025, la Liga Saesa conmemoró 25 años de trayectoria como referente del baloncesto formativo en Chile. Desde su creación en 1999, más de 9.000 niños y jóvenes han participado en esta iniciativa, que promueve el deporte y valores como el trabajo en equipo, la disciplina y la superación personal.

Durante el último año, cerca de 2.000 basquetbolistas representaron a 17 comunas, y la liga generó más de 800 empleos directos e indirectos, consolidándose como una iniciativa de impacto social y formativo a nivel nacional.



PROGRAMA “CONECTA TU SEDE”

El programa Conecta Tu Sede permite dotar de suministro eléctrico a sedes comunitarias que carecen de conexión, mediante el empalme a la red y la donación o reparación gratuita de las instalaciones eléctricas interiores. Durante el último año, la iniciativa benefició a cerca de 10 mil familias, a través de la intervención de 68 inmuebles en 44 comunas, incluyendo sedes vecinales, rucas, parroquias, clubes deportivos y cuarteles de bomberos, fortaleciendo el acceso a energía segura y habilitando espacios comunitarios clave para el desarrollo local.

Cifras históricas del programa:

- 350 inmuebles conectados aprox
- +36.000 familias beneficiadas aprox
- 13 años de desarrollo



PROGRAMA “CONECTA TU ENERGÍA”

Desde 2021, el programa Conecta Tu Energía fortalece la conectividad, la inclusión digital y el acceso equitativo a servicios básicos, mediante la instalación de puntos de carga eléctrica gratuita para dispositivos móviles en espacios públicos de alto valor social.

Durante 2025, se instalaron 14 tótems de carga en 10 comunas, beneficiando a más de 14 mil personas en centros de salud, hospitales, terminales de buses, municipios y otros espacios comunitarios, contribuyendo al desarrollo territorial, la cohesión social y la creación de valor compartido.

Cifras históricas del programa:

- 126 lugares beneficiados con tótems
- 114.000 usuarios beneficiados directos aprox
- 5 años de desarrollo

PROGRAMA “ESCUELAS CON ENERGÍA”

Desde hace 14 años, Grupo Saesa desarrolla de manera sostenida el programa “Escuelas con Energía”, una iniciativa emblemática de impacto social y territorial orientada a apoyar la educación rural y reducir brechas estructurales de acceso a condiciones básicas para el aprendizaje. El programa nace a partir del reconocimiento de las limitaciones que enfrentan numerosas escuelas rurales.

En este contexto, la empresa tras la indagación de necesidades clave dona a las escuelitas desde mochilas con útiles escolares, hasta equipamiento audiovisual, tecnológico, deportivo y artístico, que fortalecen las capacidades pedagógicas de los equipos docentes, muchos de ellos unidocentes, y amplían las oportunidades de desarrollo educativo, social y personal de niños y jóvenes en contextos de alta vulnerabilidad territorial. El 2025 la iniciativa benefició a 66 establecimientos y 2.830 alumnos pertenecientes a 38 comunas diferentes.

Una segunda línea estratégica del programa corresponde a la Competencia de eficiencia energética interescuelas, que incorpora una dimensión formativa y de educación ambiental aplicada. Durante un periodo de 4 o 5 meses, las escuelas participantes son invitadas a reducir sus consumos eléctricos en términos porcentuales, comparándolos con el mismo periodo del año anterior.

En ese tiempo reciben reportes de desempeño, recomendaciones de ahorro energético, contenidos educativos audiovisuales y acompañamiento presencial mediante charlas impartidas por los equipos de relacionamiento de las 8 zonales del Grupo Saesa. En 2025, esta competencia involucró a 20 escuelas de 16 comunas, movilizandando a más de 1.100 niños en prácticas concretas de eficiencia energética. Como resultado, se premiaron 3 escuelas ganadoras, las cuales lograron, en promedio, una disminución de un 21% en su consumo eléctrico respecto del año anterior.

Cifras históricas del programa:

680 escuelas beneficiadas

+28.500 alumnos beneficiados

14 años de desarrollo

PROGRAMA "LICEOS ELÉCTRICOS"

Programa desarrollado por Grupo Saesa desde hace 13 años, es una iniciativa de impacto social y formativo orientada a fortalecer la cultura de seguridad, la prevención de riesgos y el desarrollo de capital humano técnico en jóvenes estudiantes de liceos técnico-profesionales dentro de su zona de operación. El programa complementa las mallas curriculares oficiales mediante formación teórica y práctica en seguridad eléctrica, mantenimiento de redes de baja y media tensión, primeros auxilios, medición inteligente y operación de sistemas eléctricos, contribuyendo al desarrollo de competencias laborales críticas para la industria.

La iniciativa incorpora la provisión de equipamiento de protección personal, infraestructura formativa mediante patios de entrenamiento, actividades prácticas en terreno, visitas técnicas a instalaciones del Grupos Saesa y oportunidades de prácticas profesionales para algunos estudiantes destacados.

A nivel histórico, el programa registra 13 años de ejecución continua, **28 liceos beneficiados, más de 2.000 estudiantes y 60 docentes capacitados**. Durante 2025, se implementaron tres nuevos convenios de colaboración y en total se trabajó con 14 liceos y más de 670 alumnos capacitados en virtud de 41 actividades.





REUNIONES SOMOS VECINOS
“Somos Vecinos” nace desde una convicción simple y profunda: las relaciones sostenibles se construyen escuchando.

El programa se fundamenta en el diálogo franco, la escucha activa y el respeto mutuo como pilares del relacionamiento entre la empresa y las comunidades. A través de encuentros presenciales con vecinos, líderes territoriales y actores clave de la comunidad organizada, la compañía no solo entrega información relevante y útil, sino que, principalmente, abre espacios genuinos para acoger inquietudes, críticas, reclamos, ideas y propuestas, reconociendo a las personas como protagonistas del desarrollo territorial.

Más que un programa, “Somos Vecinos” es una forma de relacionarse: abierta, cercana, transparente, educativa y profundamente humana. Es la expresión de una empresa que se reconoce parte del territorio, que se vincula desde la empatía, la coherencia y la responsabilidad social, fortaleciendo su licencia social para operar y su aporte al desarrollo sostenible.

En estos 12 años de trabajo sostenido, la compañía ha realizado más de 3.400 reuniones comunitarias, compartiendo con más de 38.000 personas a lo largo de 110 comunas, consolidando un modelo de diálogo estructural basado en confianza, participación y valor compartido.

DIÁLOGO INTERCULTURAL Y DESARROLLO TERRITORIAL SOSTENIBLE

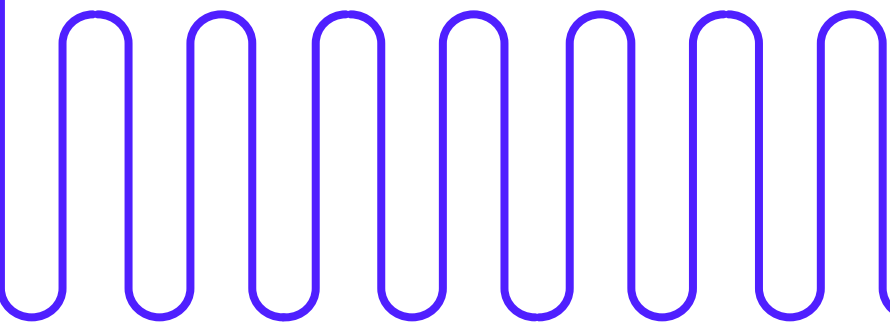
En el marco de su Estrategia de Sostenibilidad y del pilar “Sintonía con las personas y el entorno”, Grupo Saesa, a través de su distribuidora Frontel, desarrolla un modelo de gestión territorial con las comunidades de sus zonas de operación, integrando de manera transversal a las comunidades indígenas del Biobío y La Araucanía. Para ello, la empresa impulsó programas de relacionamiento que buscan aportar al bienestar de los territorios donde opera, fortaleciendo los vínculos en distintos ámbitos.

En materia de conectividad y servicios básicos, el programa “Conecta tu energía” permitió la instalación de 3 tótems de carga eléctrica en tres edificios públicos. El programa “Conecta tu sede” materializó la habilitación de 11 nuevas conexiones eléctricas en sedes comunitarias. Ambas iniciativas resultaron especialmente relevantes en zonas rurales, en algunos casos de alta dispersión territorial, al fortalecer el acceso comunitario a energía y habilitar espacios de encuentro, organización y desarrollo cultural.

El programa “Barrios con energía” desarrolló 4 proyectos comunitarios, beneficiando a más de 4.500 vecinos, mediante intervenciones lumínicas orientadas a mejorar la infraestructura energética barrial, fortalecer la seguridad, la cohesión social y la calidad de vida en entornos comunitarios estratégicos. Estas acciones se articulan, reconociendo el rol central de los barrios como núcleos de identidad, organización y vida comunitaria.

En el ámbito educativo y formativo, el programa “Escuelas con energía” benefició a 12 establecimientos educacionales, impactando directamente a 500 alumnos, fortaleciendo condiciones de aprendizaje, acceso a energía segura y desarrollo de capacidades en contextos educativos rurales. Complementariamente, el programa “Palikantun escolar” (juego ancestral y deporte tradicional mapuche) desarrolló 4 campeonatos interculturales, involucrando a 22 escuelas y beneficiando a 920 estudiantes, promoviendo el deporte y la convivencia, desde una perspectiva intercultural.

Para Grupo Saesa, velar por un servicio continuo y de calidad va de la mano con la construcción de relaciones de largo plazo con las comunidades, basadas en la confianza, el respeto y la escucha activa. Este enfoque permite desarrollar una operación legítima y sostenible en el tiempo, alineada con el bienestar de los territorios y las personas que los habitan.



	2021	2022	2023	2024	2025
Cantidad programas sociales	10	10	10	10	10
N° regiones impactadas	5	6	6	6	6
Cantidad personas beneficiadas aprox.	7 mil	41 mil	66 mil	100 mil	113 mil
Monto aprox. de inversión	\$165 millones	\$389 millones	\$412 millones	\$575 millones	\$552 millones

GESTIÓN DE PROVEEDORES Y CONTRATISTAS

Los procesos de adquisición contribuyen a una cadena de suministro resiliente, pensando en mitigar los riesgos desde la perspectiva de la continuidad operacional, fomentando la innovación y compartiendo los valores y objetivos de la Sociedad con los proveedores, quienes así se convierten en facilitadores del logro de los objetivos de la Compañía.



Esta cadena de suministro gestiona e integra con sus proveedores etapas, que comprenden el registro de proveedores, la selección de proveedores, los procesos de licitación y contratación, y la gestión de contratos, contando para ello con un proceso de calificación de proveedores en el que participan diversas áreas según el tipo de proveedor y el tipo de servicio o producto entregado.

Antes de que comience el proceso de adquisiciones, se verifica que los proveedores potenciales que pretenden participar en los procedimientos de adquisiciones estén alineados con la visión estratégica y las expectativas de la Sociedad en aspectos legales, financieros, laborales, tributarios, comerciales, de seguridad y cumplimiento.

Este proceso se realiza de manera externa con Red Negocios de la Cámara de Comercio de Santiago, lo que nos permitió incrementar nuestra capacidad de análisis y lograr calificar a más de 500 proveedores en el año 2025.

El monitoreo permanente de la información de fuentes públicas de estos proveedores calificados nos permite gestionar de mejor manera los riesgos asociados a la cadena de abastecimiento, que también considera la diversificación geográfica de nuestros proveedores ante riesgos climáticos, conflictos políticos o crisis económicas.

El 2025 se implementó también la solución tecnológica de SAP Ariba Supplier Lifecycle & Performance, que nos permite administrar de manera centralizada un registro de proveedores con esta información de riesgo y de desempeño actualizada.

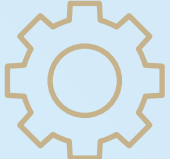
El despliegue de la Política de Abastecimiento ha permitido aumentar la centralización de las compras y contrataciones, logrando optimizar la gestión en cuanto a costo, calidad y oportunidad en el suministro de los materiales, equipos y servicios necesarios para el desarrollo de los negocios de la compañía.

Entre los proyectos más relevantes, destaca el inicio de Licitaciones Públicas Internacionales para los proyectos de ampliación de infraestructura eléctrica de transmisión del Grupo y el Leasing Operativo de vehículos, tanto para flota propia como para nuestros contratistas.

PLAN DE CONTRATISTAS

El año 2025 marca el cierre del plan vigente, consolidando los aprendizajes, resultados y capacidades desarrolladas, los cuales constituyen la base para una nueva etapa de evolución del modelo de relacionamiento con las empresas colaboradoras.

Plan Contratistas 2.0 se sustenta en cinco ejes de trabajos:

	Gestión: Impulsar y promover un proceso estructurado de gestión diferenciado al nivel de madurez de las empresas contratistas.	Por cuarto año consecutivo se implementó el Programa de Gestión para Contratistas, el cual contemplo siete módulos de aprendizaje orientados a entregar conceptos generales de administración a las empresas contratistas del Grupo Saesa. Asimismo, se destaca la ejecución de un plan de concientización a través de cápsulas informativas e infografías, abordando temáticas relevantes como las normas de integridad y la ciberseguridad.
	Seguridad: Fomentar nuevas prácticas de seguridad bajo estándares de excelencia fomentando la eficiencia en los procesos.	En el eje de Seguridad se llevó a cabo la creación de un modelo instruccional orientado a fortalecer progresivamente la formación técnica del área de Transmisión. Asimismo, dentro de este eje se desarrolló una propuesta y elaboración para la modernización de los equipamientos de las brigadas de operación de la compañía.
	Procesos internos: Evaluar los procesos críticos y estratégicos que tengan relación con la operación de Grupo Saesa, para la formulación de propuestas de valor que generen eficiencia en los procesos.	Durante el año 2025 se continuó con la elaboración y desarrollo de la plataforma de Estado de Pago, dando inicio al piloto de su implementación en los procesos de Obras e Ingeniería. Asimismo, se avanzó en la integración de los contratistas a los procesos internos de la compañía, junto con el fortalecimiento del control y la supervisión de la reportabilidad asociada a la productividad de los contratistas en las obras de ingeniería.
	Clientes: Elaborar un plan que permita diagnosticar las competencias digitales de las empresas contratistas, además de evaluar los sistemas actuales que soportan los procesos operativos y que interactúan con las empresas contratistas.	Durante el período se desarrollaron diversas iniciativas dirigidas a las empresas contratistas vinculadas a los procesos de atención al cliente. En este contexto, por tercer año consecutivo se llevaron a cabo talleres ampliados con propietarios de empresas contratistas, orientados a fortalecer la gestión en los procesos asociados a la experiencia del cliente. Estas acciones contemplaron instancias formativas en modalidad online y presencial, además de una jornada de reflexión en el marco de la Semana del Cliente, incorporando este año un reconocimiento a las empresas que obtuvieron los mejores resultados en los indicadores de satisfacción.
	Personas: Promover y traspasar buenas prácticas en la gestión del personal, junto a fortalecer el flujo de comunicación.	Como parte de las acciones anuales, se aplicó la encuesta de clima laboral, cuyo objetivo es evaluar y promover un ambiente de trabajo adecuado junto a las empresas contratistas. Asimismo, se avanzó en la clasificación estratégica de las empresas contratistas, incorporando criterios de riesgo y subcontratación, como base para una gestión más eficiente y sostenible.

A partir de 2026, la Compañía inicia una nueva etapa estratégica con la implementación del Plan EEE-C (Ecosistema de Excelencia de Empresas Colaboradoras), concebido como una evolución del Plan Contratistas 2.0 y con una mirada de largo plazo.

El Plan EEE-C tiene como objetivo consolidar un ecosistema de empresas colaboradoras altamente alineadas con los valores, estándares y visión de futuro de la Compañía, promoviendo relaciones de largo plazo basadas en la excelencia operacional, la seguridad, la sostenibilidad, la innovación y el desarrollo de personas.

Este nuevo ecosistema se estructura en torno a cinco ejes estratégicos, los cuales buscan profundizar el enfoque de gestión integral, fortalecer la corresponsabilidad en los resultados, y posicionar a las empresas colaboradoras como socios estratégicos clave para el cumplimiento de los objetivos corporativos y los desafíos futuros del negocio.

CONCENTRACIÓN DE PROVEEDORES Y CLIENTES

En el caso de la Compañía, ningún cliente o proveedor concentra por sí solo al menos el 10% total de los ingresos o egresos de la Sociedad.



RELACIÓN CON LAS PARTES INTERESADAS Y PÚBLICO EN GENERAL

Grupo de interés	Responsables	Canales	Importancia para el Grupo Saesa
 Reguladores y autoridad	La interacción con este grupo de interés se aborda, desde distintas áreas del Grupo Saesa y de la Empresa, en función del objetivo, situación que genere esta vinculación. En este contexto no existe un responsable en particular.	• Reuniones con la autoridad en el marco de los diferentes procesos regulatorios y normativos periodicos. • Reuniones Somos Vecinos con concejos municipales. • Correos electrónicos. • Memorias e información corporativa en la web. • Redes sociales corporativas. • Mailings e informativos. • Comunicados y notas de prensas. • Canal de Denuncias.	• Publicación transparente la gestión. • Pago de impuestos proporcionales a las actividades económicas. • Despliegue de medidas de prevención en términos de Compliance. • Aplicación y supervisión del cumplimiento de los códigos y normas internos, especialmente el Código de Ética, Modelo de Prevención de Riesgos Penales, entre otros.
 Sociedad civil	La interacción con este grupo de interés se aborda, desde distintas áreas del Grupo Saesa y de la Empresa, en función del objetivo, situación que genere esta vinculación. En este contexto no existe un responsable en particular, no obstante, la centralización está en: las Gerencias zonales y la Gerencia de Asuntos Corporativos y Sustentabilidad a través de sus equipos de relacionamiento.	• Programas sociales y medioambientales dirigidos a la comunidad. • Participación ciudadana anticipada frente a proyectos. • Reuniones permanentes y relacionamiento comunitario. • Integración de mesas de diálogo. • Canal de denuncias anónimas. • Programa Somos Vecinos Radio • Memorias financieras y Reporte de sostenibilidad. • Sitio web. • Redes sociales corporativas • Mailings e informativos. • Comunicados y notas de prensas.	• Establecer espacios de colaboración con las principales organizaciones cívicas para mejorar nuestros resultados en materia de sostenibilidad y aplicar soluciones eficaces y eficientes. • Compartir buenas prácticas y avances con organizaciones académicas, para que puedan elaborar estudios de casos que analicen nuestros avances, retos y oportunidades. • Aprovechamiento de diversos canales de comunicación para promover el diálogo abierto y el debate sobre las repercusiones de la actividad empresarial y la estrategia corporativ. • Divulgación transparente de nuestros resultados en materia financiera y de sostenibilidad, avances, retos, oportunidades y aspiraciones.
 Clientes y usuarios finales	La interacción con este grupo de interés se aborda, desde distintas áreas del Grupo Saesa y de la Empresa, en función del objetivo, situación que genere esta vinculación. En este contexto no existe un responsable en particular, no obstante, la centralización está en la Gerencias a cargo de la relación con clientes.	• Encuestas de satisfacción. • Reuniones Somos Vecinos presenciales • Visita en terreno • App móvil, sucursal virtual, centro de atención telefónica, oficinas atención integral. • Programa Somos Vecinos Radio • Canal de denuncias anónimas. • Memorias financieras y Reporte de sostenibilidad. • Sitio web. • Redes sociales corporativas • Mailings e informativos. • Comunicados y notas de prensas	Para el Grupo Saesa los clientes están al centro de su gestión, conocer sus expectativas y su experiencia es relevante para responder adecuadamente a estos requerimientos.



Grupo de interés	Responsables	Canales	Importancia para el Grupo Saesa
 Comunidad financiera	La interacción de este grupo está centrada en la Gerencia de Finanzas en particular en el Área de Relación con Inversionistas.	• Reuniones virtuales y presenciales de miembros del Comité Ejecutivo con el Directorio de la compañía. • Reportes e informes periódicos. • Canal de denuncias anónimas. • Memorias financieras y Reporte de sostenibilidad. • Sitio web. • Redes sociales corporativas • Mailings e informativos. • Comunicados y notas de prensas	La comunidad financiera es crucial para la estabilidad y el crecimiento de la empresa. Inversores, analistas y entidades financieras proporcionan recursos clave, como capital y asesoría, y su confianza es fundamental para el acceso a financiamiento. Además, su percepción de la empresa influye directamente en la capacidad de atraer nuevas inversiones, lo que impacta directamente en el éxito a largo plazo de la compañía.
 Colaboradores y contratistas	La interacción de este grupo es amplia y depende del subgrupo en general está centrada en la Gerencia de Finanzas en particular en: Gerencia de Personas; Gerencia de Explotación; Gerencia Adm y Finanzas; Gerencia SSO.	• inTV, inForma, plataformas Mundo Saesa y Facilita, Yammer, WhatsApp, • App Saesa Salud. • Ceremonias virtuales y presenciales, videos motivacionales, ampliados. • Paneles de control en zonales y reuniones periódicas de los equipos de trabajo. • Evaluación de clima y compromiso. • Canal de denuncias anónimas. • Memorias financieras y Reporte de sostenibilidad. • Sitio web. • Redes sociales corporativas • Mailings e informativos. • Comunicados y notas de prensas	• Promover la igualdad de acceso a las oportunidades. • Ofrecer trabajo flexible, permisos parentales retribuidos y tiempo de voluntariado. • Sensibilizar sobre la salud mental y apoyar el bienestar de los empleados a través de una serie de programas e iniciativas.
 Medios de prensa	• Gerencia de Asuntos Corporativos y Sustentabilidad a través de sus encargados de comunicaciones. • Gerencias zonales y otras gerencias a través de sus voceros autorizados	• Reuniones Somos Vecinos • Correos • Entrevistas. • Programa Somos Vecinos Radio • Canal de denuncias anónimas. • Memorias financieras y Reporte de sostenibilidad. • Sitio web. • Redes sociales corporativas • Mailings e informativos. • Comunicados y notas de prensas.	La Relación es muy importante ya que esta gestiona la reputación de la Compañía.



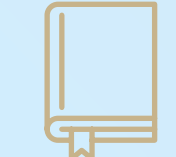
RELACIÓN CON INVERSIONISTAS, BONISTAS Y CLASIFICADORAS DE RIESGO

Grupo Saesa está comprometido con la transparencia de la información y la comunicación con sus inversionistas y el mercado de capitales en general.

En el ámbito de la comunicación, tiene como objetivos la alineación de sus intereses con los de sus accionistas, bonistas, y la creación de valor a largo plazo y la rentabilidad sostenible, así como se ocupa de mantener la confianza a largo plazo del mercado de capitales y de la sociedad en general, en este contexto proporciona a los inversionistas la información que es acorde con sus expectativas y está alineada con su cultura corporativa y sus valores se comunica con ellos de forma continua. El Grupo considera que los principios de comunicación deben regir de igual modo la comunicación en todo aquello que resulte procedente con todos los inversionistas.



Entre los principios generales en la comunicación están:

-  La protección de derechos e intereses de todos los inversionistas, facilitando el ejercicio de sus derechos, la transmisión de información a estos y la creación de oportunidades para que participen en el gobierno corporativo de manera efectiva;
-  Igualdad de trato y no discriminación, en donde se entrega el mismo trato a todos los inversionistas.
-  Fair disclosure. El Grupo se ocupa y vela por que toda la información entregada a los inversionistas sea divulgada de una manera transparente, veraz y simétrica, teniendo en cuenta el principio de fair disclosure.
-  Cumplimiento de las disposiciones legales y las normas con las autoridades reguladoras o supervisoras competentes.

La Compañía cuenta con un área de Relación con Inversionistas compuesta por un encargado de Relación con Inversionistas que está a cargo de velar por la divulgación oportuna de información relevante, transparente y de calidad al mercado sobre los principales temas financieros, estratégicos y operacionales de la Compañía.

La Sociedad ha puesto a disposición de los inversionistas una sección especial, denominada “Inversionistas” en su página web corporativa (<https://web.gruposaes.cl/web/guest/home-inversionistas>) con el objetivo de divulgar los documentos considerados de mayor interés tales como presentaciones corporativas y de resultados, memorias anuales, análisis razonados y estados financieros. El área de Relación con Inversionistas está disponible para atender cualquier requerimiento sobre la Compañía, ya sea en español o inglés.



CLASIFICACIÓN DE RIESGO
Inversiones Eléctricas del Sur cuenta con calificaciones crediticias asignadas por cuatro agencias, dos locales y dos de influencia global, las cuales fueron ratificadas en 2025. Este reconocimiento resalta los resultados favorables alcanzados, la estabilidad de sus flujos financieros y la robustez de su estructura económica.

	Clasificación	Eléctricas
Feller Rate	Perspectiva Actualización Fecha	AA- Estable Ratificado abr-25
ICR Chile	Perspectiva Actualización Fecha	AA- Estable Ratificado jun-25

AFILIACIÓN A GREMIOS, ASOCIACIONES U ORGANIZACIONES

- Fundación Generación Empresarial
- Asociación de Transmisoras de Chile
- Empresas Eléctricas A.G.
- CIGRE Chile
- ACERA
- Cámara Chilena de la Construcción
- GPTW
- Consejo Mundial de Energía Chile - WEC

Saesa Innova

- ACERA
- ACESOL
- Cámara Chilena de la Construcción (Sede Osorno)

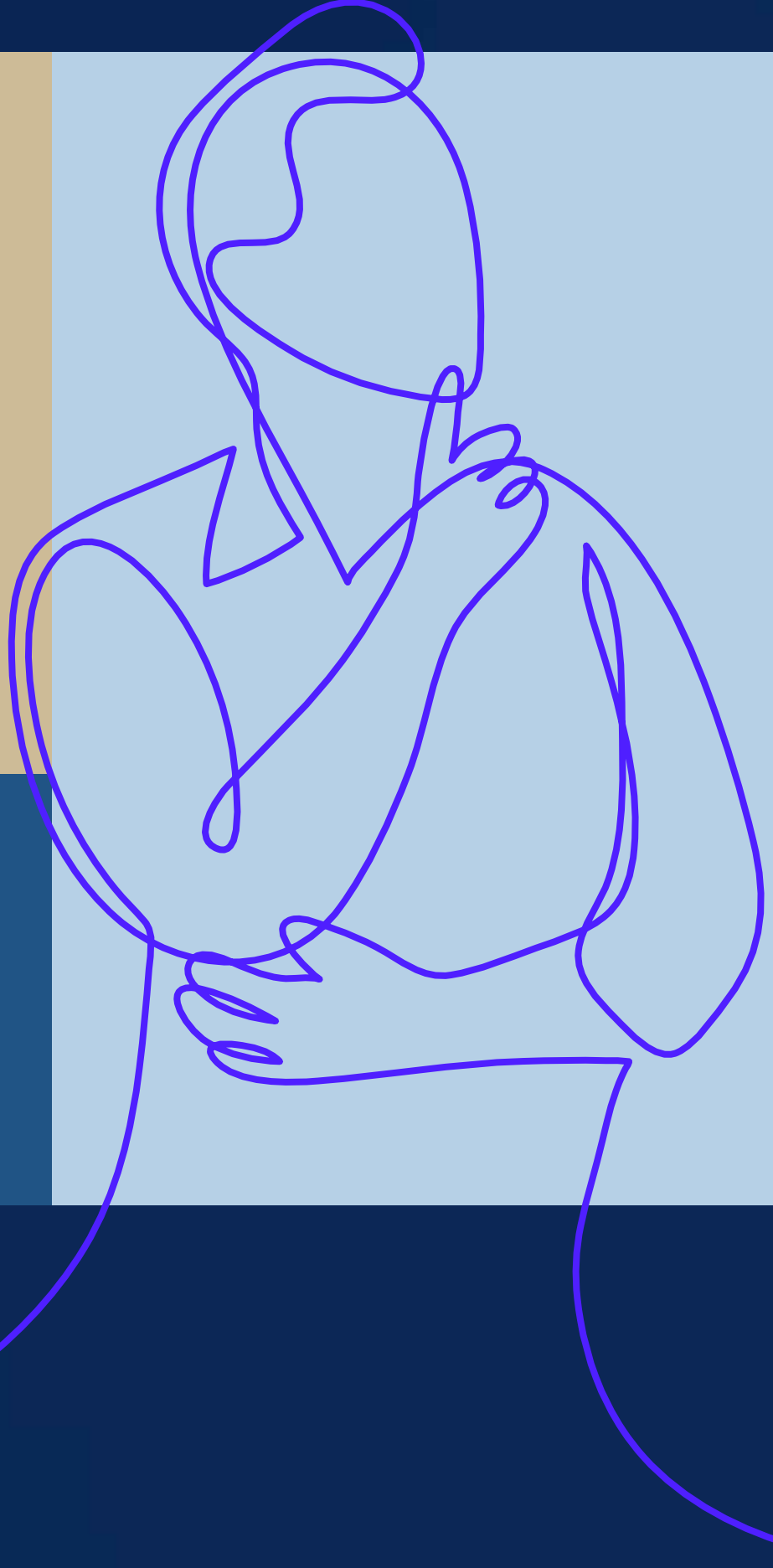
STN

- Cámara Chilena Canadiense de Comercio
- Asociación de Industriales Antofagasta (AIA)
- Asociación de Industriales Iquique (AII)



OTRA
INFORMACIÓN
CORPORATIVA

6



- 140 Documentos Constitutivos y Objeto Social
- 140 Política de Dividendos, Estadísticas de la Acción y Otros Valores
- 142 Factores de Riesgo
- 150 Sanciones Ejecutoriadas
- 151 Hechos Relevantes o Esenciales
- 152 Subsidiarias y Asociadas
- 170 Propiedades e Instalaciones, Marcas y Concesiones



DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS Y OBJETO SOCIAL

La Sociedad fue constituida como una sociedad por acciones mediante escritura pública de fecha 10 de junio de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, cuyo extracto autorizado fue inscrito a fojas 26.156, N°17.956 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente a 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 14 de junio de 2008.

Por escritura pública de 31 de julio de 2008, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, se modificó y transformó la Sociedad en una sociedad anónima cerrada, Inversiones Eléctricas del Sur S.A., cuyo extracto autorizado fue inscrito a fojas 38.356, N°26.394 del Registro de Comercio de Santiago, correspondiente a 2008 y publicado en el Diario Oficial con fecha 22 de agosto de 2008.

OBJETO SOCIAL

El objeto de la Sociedad es la realización de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, sean éstos corporales o incorporeales, incluyendo acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades, debentures, bonos, efectos de comercio y toda clase de valores mobiliarios e instrumentos de inversión, así como la administración de estas inversiones y sus frutos.

POLÍTICA DE DIVIDENDOS, ESTADÍSTICAS DE LA ACCIÓN Y OTROS VALORES

POLÍTICA DE DIVIDENDOS

Conforme a lo establecido en los Estatutos Sociales, la Sociedad distribuirá anualmente, siempre que no existieren pérdidas en el ejercicio o pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, un dividendo obligatorio equivalente al 30% de las utilidades del ejercicio correspondiente, salvo acuerdo en contrario adoptado en junta general ordinaria de accionistas por la unanimidad de las acciones emitidas.

UTILIDAD LÍQUIDA DISTRIBUIBLE

La Sociedad no aplica ajustes al ítem “Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora” del Estado de Resultados Integrales. Por lo tanto, se toman como base los valores de dicho ítem, menos las pérdidas acumuladas, si existieran, y sobre este resultado se deducen los dividendos distribuidos y aquellos 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.

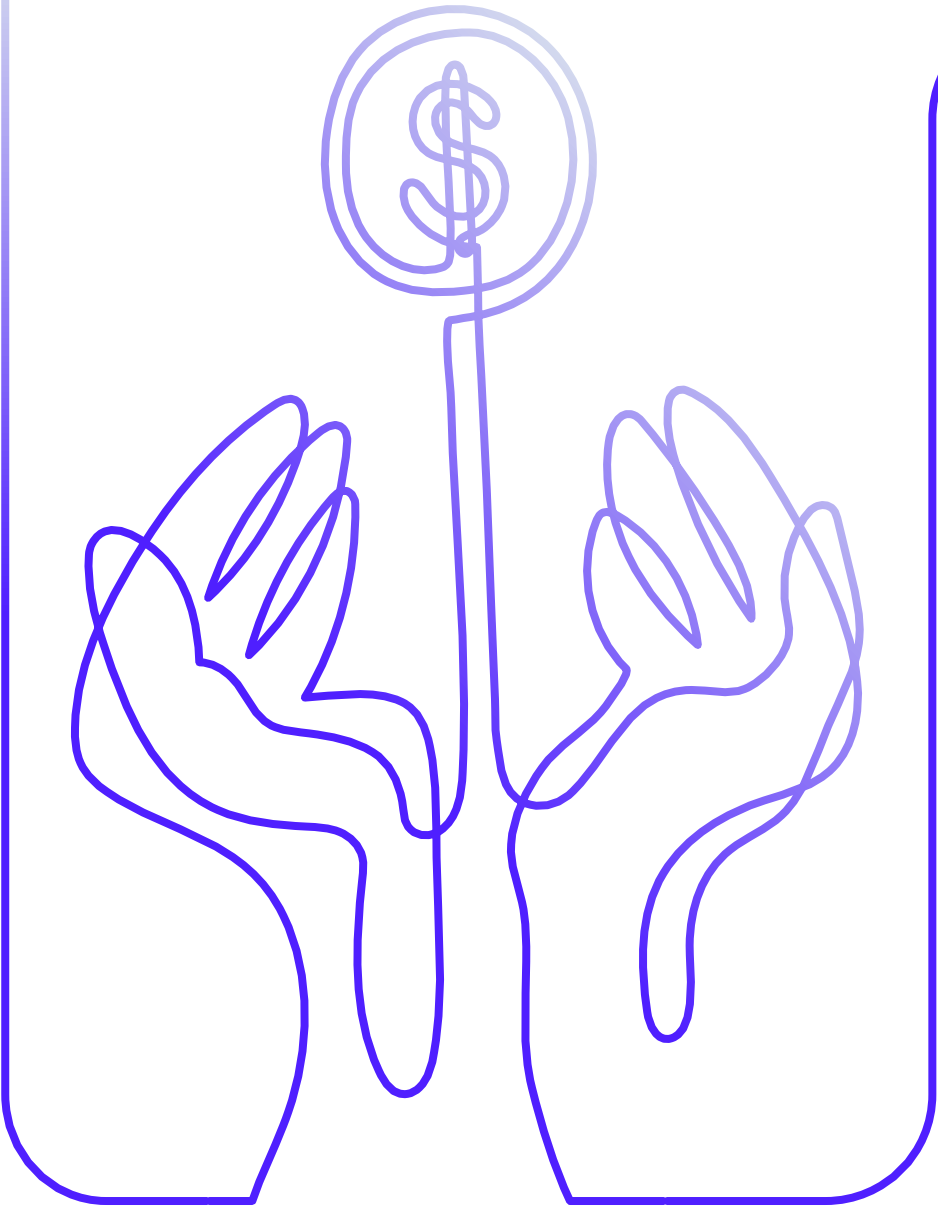
Esta política de cálculo de la utilidad líquida distribuable es aplicable a partir del año 2010, tras el acuerdo en la sesión de Directorio de fecha 7 de octubre de 2010 y conforme a lo estipulado en la Circular N°1.945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la ex Superintendencia de Valores y Seguros,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

Debido a lo anterior, la utilidad líquida distribuable por el ejercicio 2025 quedó determinada por los siguientes montos:

Utilidad distribuable del ejercicio 2025

Item	Millones de Ch\$
Utilidad distribuable inicial	145.101
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	81.473
Provisión Dividendo Mínimo	24.442
Dividendo distribuido reverso y provisión	11.656
Utilidad Líquida Distribuable	213.788

DISTRIBUCIÓN DE UTILIDADES
El Directorio ha acordado proponer a la Junta Anual Ordinaria de Accionistas de 2026, no repartir dividendos, con cargo a las utilidades de ejercicio 2025.



CAPITAL SOCIAL

El capital suscrito y pagado de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025, ascendía a MM\$483.747 distribuido en 100 acciones de la serie A y 93.780.651 acciones de la serie B.

Millones Ch\$	
Capital emitido	483.747
Ganancias acumuladas	214.161
Otras reservas	64.109
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	762.016



DIVIDENDOS PAGADOS

Tipo	Ejercicio	Dividendo por acción	Fecha de pago
Definitivo	2022	25.0	26-05-2023
Eventual	-	502.7	26-05-2023
Definitivo	2021	638.9	27-05-2022
Definitivo	2020	534.6	28-05-2021
Definitivo	2019	413.9	30-05-2020
Eventual	-	525.3	09-07-2019
Definitivo	2018	331.4	24-05-2019

*Ambas series tienen el mismo derecho a recibir dividendos.

INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DE LA ACCIÓN: TRANSACCIÓN EN BOLSAS
La Compañía es una sociedad anónima cerrada, está inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero.

Dado lo anterior, sus acciones no se transan en los mercados de valores, por lo tanto, no corresponde divulgar esta información.

OTROS VALORES

La información relativa a las emisiones de deuda y vencimientos se encuentran en la Notas de los Estados Financieros Consolidados en el Anexo de la presente Memoria Anual.



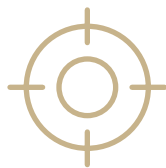
FACTORES DE RIESGO

RIESGOS RELACIONADOS CON EL NEGOCIO



Riesgo de variación en las ganancias de los contratos de suministro de electricidad a largo plazo

La Sociedad tiene en su cartera contratos de venta de energía a largo plazo que están indexados con el precio de commodities, tipos de cambio e inflación. Cualquier cambio adverso en estos índices podría reducir el margen obtenido proveniente de estos contratos, lo que podría afectar adversamente a los resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo reputacional en la construcción de los proyectos

La construcción de un nuevo proyecto puede generar la oposición de una comunidad local, lo que podría afectar negativamente a la reputación de la Sociedad o dar lugar a posibles juicios.

Cualquier daño a la reputación podría ejercer una presión en las autoridades normativas, y llevar eventualmente a que la Sociedad abandone los proyectos en construcción, lo que podría afectar negativamente los resultados financieros de la Sociedad.

Riesgo de financiamiento

La Sociedad está expuesta a no obtener los fondos necesarios para sus proyectos en desarrollo o en construcción. Igualmente, es posible que no pueda refinanciar la deuda en términos beneficiosos para la Sociedad. En ausencia de tal refinanciamiento, la Sociedad podría verse obligada a liquidar activos a precios desfavorables para poder pagar sus deudas.

Riesgo de rebaja de la clasificación de riesgo de la Sociedad

Para asegurar la continuidad de su negocio y para alcanzar sus objetivos, la Sociedad contrae deudas de corto, mediano y largo plazo para financiar sus operaciones y sus estrategias de negocio. Una rebaja de su calificación de riesgo podría aumentar los costos de endeudamiento a corto plazo y afectar negativamente la capacidad de la Sociedad para financiar sus necesidades de liquidez y acceder a nueva deuda a largo plazo a tasas de interés atractivas. Además, ciertas fuentes de deuda han expresado reservas sobre la inversión en empresas que dependen de los combustibles fósiles. Si se reducen las fuentes de financiamiento, los costos de capital podrían aumentar de manera significativa.

Riesgo de no alcanzar los resultados esperados con la estrategia actual

La Sociedad implementa distintas acciones con la finalidad de alcanzar sus objetivos y estrategias de negocio. El éxito a largo plazo de la estrategia está sujeto a riesgos significativos, incluidos los escenarios económicos adversos; dificultades para encontrar empleados y retrasos en la implementación de la estrategia, entre otros, lo que podría generar un efecto material adverso en los resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo de conflictos laborales

Los conflictos laborales y la incapacidad para llegar a acuerdos en la negociación colectiva con los sindicatos podrían afectar negativamente los resultados financieros de la Sociedad.

Aunque actualmente la Sociedad tiene buenas relaciones con sus empleados y sus sindicatos, siempre existe la posibilidad de huelgas laborales y no es posible asegurar que las relaciones laborales seguirán siendo positivas o que un deterioro de ellas no tendrá un efecto adverso sobre la continuidad operacional y los resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo de no realizar adquisiciones adecuadas, o de no poder integrar exitosamente los negocios que la Sociedad adquiere

La Sociedad puede realizar operaciones de adquisición que le permita ampliar sus operaciones, y aumentar su participación de mercado. Sin embargo, la Sociedad no puede asegurar que la adquisición de empresas resulte en un éxito. Al contrario, es posible que estas adquisiciones fracasen en última instancia o que resulten en un proceso costoso y prolongado, retrasando o dificultando la integración de sus operaciones.

Una vez completado el proceso de adquisición, es posible que la Sociedad deba asumir costos inesperados por la operación u obtenga beneficios menores de los proyectados, lo que podría afectar negativamente a los resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo de incumplimiento en sus obligaciones de pago y pago de dividendo

Los flujos de caja y la capacidad de la Sociedad para cumplir con sus obligaciones financieras, depende, en gran medida, de su desempeño financiero. La capacidad de la Sociedad para pagar dividendos dependerá de sus ganancias, de las necesidades de sus negocios, y puede verse restringida por sus obligaciones con los acreedores, así como cualquier restricción contractual o legal vigente en ese momento.

Un mal desempeño financiero podría impedir a la Sociedad pagar dividendos y cumplir con sus obligaciones financieras. En este último caso, los acreedores afectados por el no pago podrían exigir el término anticipado del financiamiento, lo que podría generar un efecto material adverso en los resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo físico, operacional y financiero de los negocios de energía renovable no convencional

Para su generación con energías renovables en sistemas medianos, la Sociedad depende de las condiciones solares y eólicas, las cuales pueden variar, a pesar de los análisis realizados previamente para la elección de sus instalaciones de energía renovable.

En el caso que la producción de energía renovable no alcance los niveles previstos, la Sociedad podría tener que hacer uso de sus centrales termoeléctricas para compensar el déficit en su generación de electricidad y así abastecer la demanda eléctrica. En ambas situaciones, esto podría generar pérdidas dado que los precios de generación podrían ser más altos que los precios de venta de electricidad.



Riesgo de atraso o de sobrecostos en la construcción de los proyectos

La construcción y puesta en marcha de proyectos eléctricos podrían sufrir retrasos significativos o incluso paralizarse, lo que tendría como consecuencia generar una desviación importante del costo estimado inicial debido a un cambio en los plazos y estimación de gastos.

Dentro de los motivos que podrían generar un retraso, están, entre otros:

- Retraso en la obtención de los permisos de los reguladores;
- Hallazgo arqueológico en el sitio de construcción;
- Aumento en los precios y/o escasez de equipos, materiales o mano de obra;
- Accidentes o errores humanos.

El desvío de los costos inicialmente estimados podría ser tal que, en algunos casos, el proyecto podría resultar comercialmente inviable. La Sociedad podría tomar la decisión de abandonar el proyecto, incurriendo en pérdida los gastos ya asumidos y el cobro de instrumentos de garantía.



Riesgo de seguridad cibernética e integridad de datos debido a vulnerabilidades en los sistemas de TI, o ataques externos a estos sistemas

Los sistemas de tecnología están sujetos a interrupciones o fallas, y también están vulnerables a ataques externos, lo que podrían afectar la confidencialidad de los datos de los clientes.

Si bien la Sociedad toma medidas preventivas para evitar estas situaciones, no es posible garantizar que sus sistemas y procedimientos de respaldo actuales funcionen satisfactoriamente en caso de una emergencia y/o que está totalmente protegida de intentos de ataques externos.

Cualquier daño o interrupción de este tipo podría tener un efecto adverso, dejando inhabilitado los sistemas para pagar a los proveedores y/o empleados, por ejemplo, o incluso atender los requerimientos de los clientes. En una contingencia extrema, podría afectar la operación de las instalaciones. Estas situaciones podrían implicar costos adicionales considerables para la Sociedad, incluyendo multas, costos de reparación, gastos adicionales en materia de seguros, costos judiciales, de notificación y subsanación para los clientes.



Riesgo de pérdida de los conocimientos del personal

La Sociedad está expuesta al riesgo de perder conocimientos críticos y que sea difícil reemplazar al personal clave que se va, y atraer y retener nuevo personal, con las habilidades y la experiencia adecuadas, lo que podría tener un efecto adverso en sus operaciones.



Riesgo de un aumento significativo de los gastos operacionales

La Sociedad se esfuerza por optimizar sus gastos operacionales, pero se enfrenta al aumento de los gastos operacionales como consecuencia del incremento de los costos de los materiales y la mano de obra, además de otros factores asociados a los cambios en las condiciones meteorológicas. Estos factores podrían incrementar de manera sustancial los gastos operacionales, lo que podría afectar a la rentabilidad de la Sociedad.



Riesgo de estar involucrado en diversos litigios

La Sociedad puede estar expuesta a demandas u otros procedimientos judiciales que podrían tener desenlaces desfavorables. Para mitigar este riesgo, la Sociedad realiza 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 Consolidados, que incluye a la mayoría de los sucesos y las circunstancias que concurren a la valorización de esta. Cabe mencionar que la Sociedad y sus filiales cuentan con cobertura de seguros para juicios de tipo civiles extracontractuales (incendios, muerte, lesiones, daños a terceros, entre otros) con deducibles que fluctúan entre UF 0 a UF 2.500. Para los casos en que la Administración y los abogados de la Sociedad y de sus filiales 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.



RIESGOS RELACIONADOS CON LA INDUSTRIA ELÉCTRICA



Riesgos de disminución de la demanda eléctrica

El consumo de energía se ve afectado significativamente por los niveles generales de actividad económica y el precio de la electricidad. Las recesiones pueden dar lugar a cambios o a implementación de políticas legislativas y reglamentarias diseñadas para promover la reducción del consumo de energía y el aumento de la eficiencia energética. El negocio también está expuesto a la decisión de las autoridades gubernamentales de dictar un decreto de racionamiento durante periodo de sequías, lo que podría reducir la demanda eléctrica. Las situaciones antes mencionadas podrían tener un efecto adverso en los resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo de incremento de las facturas impagas de energía

La Sociedad tiene implementadas distintas medidas para mantener la incobrabilidad de las cuentas de energía dentro de un rango razonable y una de las acciones de cobranza que tiene mayor efectividad es el corte del suministro de energía. Sin embargo, pueden existir situaciones particulares en la economía chilena que generen cambios en la legislación y que prohíba el corte del servicio de energía. Por ejemplo, durante la pandemia de Covid-19 en el año 2020, el Ministerio de Energía de Chile promulgó en agosto 2020 la Ley 21.249 (“Ley de Servicios Básicos”), que prohíbo a las empresas de distribución de electricidad cortar los servicios por mora durante los 90 días siguientes a la publicación de la ley para los clientes residenciales, las pequeñas empresas, los hospitales y los bomberos, entre otros. Esta medida se extendió hasta el 31 de enero del 2022. Una nueva implementación de esta restricción podría aumentar las cuentas impagas de facturas de energía, lo que tendría un efecto adverso en los resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo de la generación distribuida para autoconsumo

El mercado de generación distribuida, autoconsumo, ha crecido a tasas de dos dígitos. Para el caso de los clientes residenciales con tarifa BT1a, los ingresos que percibe la distribuidora están asociados al consumo de energía. Por ello, al aumentar el autoconsumo, disminuye el ingreso para la distribuidora con el consecuente impacto en el margen.



Riesgo de multas debido a fallas operacionales o infracciones normativas

El negocio eléctrico opera en un mercado regulado y la Sociedad está sujeta al cumplimiento de las normas vigentes. En el caso de incumplimiento de una de estas normas, el regulador puede cursar multas o sanciones en los casos que establezca la responsabilidad de la Sociedad por las fallas operacionales que afectaran al suministro regular de energía al sistema (SAIDI-SAIFI). La regulación establece una tarifa de compensación a los clientes finales cuando la energía se interrumpe más del tiempo estándar permitido debido a eventos o fallas que afectan las instalaciones de transmisión.



Riesgos de la no entrega de un servicio adecuado de las infraestructuras pertenecientes a terceros

Para entregar la energía que vende, la Sociedad depende, en parte, de sistemas de transmisión de propiedad ajena. Esta dependencia expone a la Sociedad a diversos riesgos, que incluye la imposibilidad de vender y entregar la electricidad en caso de interrupción, por ejemplo, lo que podría afectar negativamente al negocio y la reputación hacia los clientes.



Riesgo en la no obtención de los permisos y aprobaciones gubernamentales

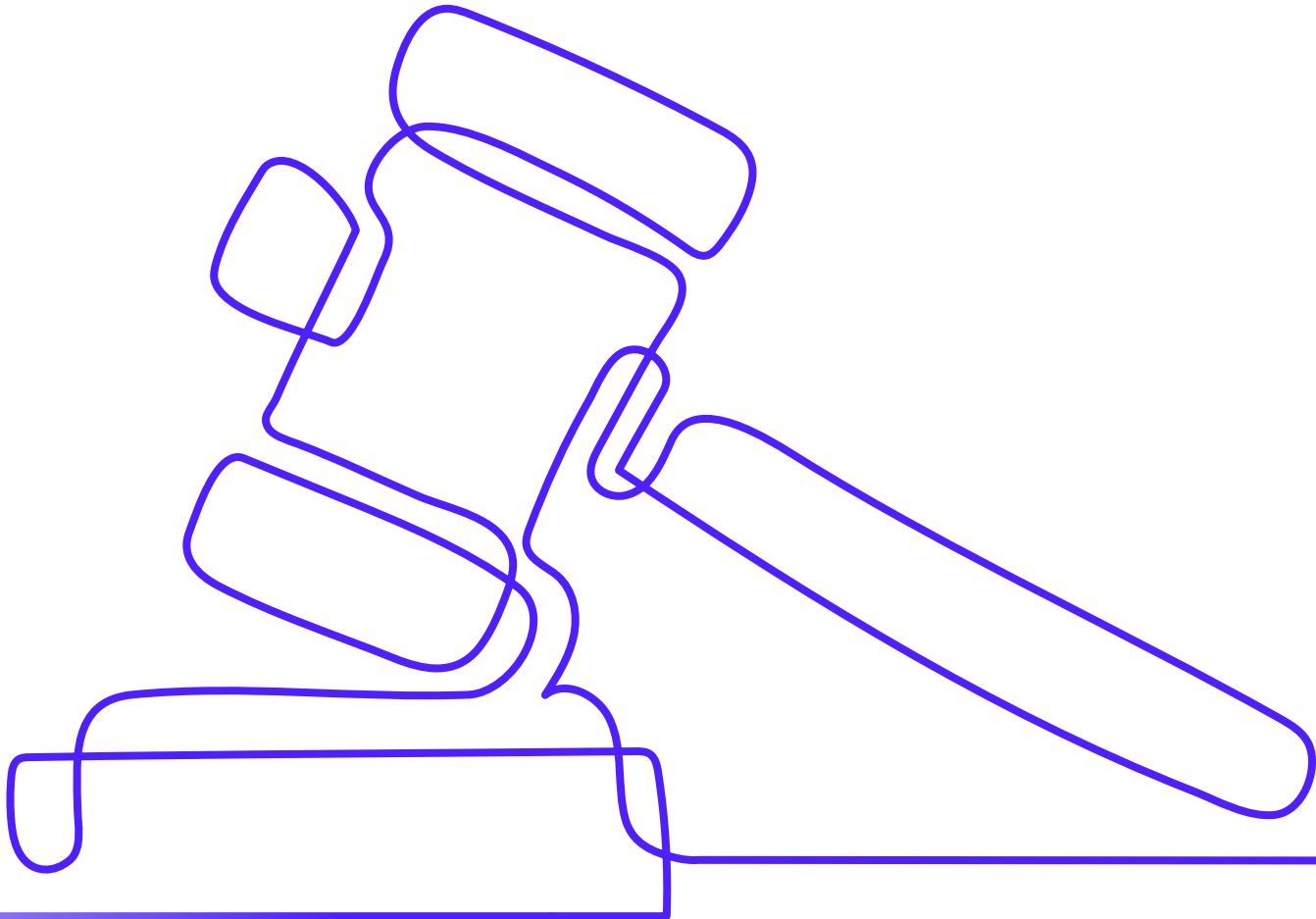
Para la construcción de sus proyectos, la Sociedad debe cumplir con una serie de permisos y aprobaciones por parte de distintas entidades gubernamentales. Está sujeta por ejemplo a normas ambientales que le exigen, entre otros, realizar estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que obtenga permisos de construcción. El proceso de obtención de los permisos requeridos puede ser largo y complejo y, a veces, dar lugar al establecimiento de nuevas exigencias o retrasos que hacen que el proyecto finalmente sea comercialmente poco rentable o inviable.



RIESGOS DE CAMBIOS
REGULATORIOS



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



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 realizado diversas modificaciones a la regulación eléctrica. 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 clave.

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

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 Ley de Transmisión, aunque durante el 2025 no se ha materializado en propuestas concretas, y también para los Sistemas Medianos, las que finalmente fueron aprobadas por el Congreso a principios del 2026. Adicionalmente, a fines de 2025, el Ministerio de Energía, abordó los desafíos estructurales de la Distribución Eléctrica en el país, incluyendo propuestas para modernizar el marco regulatorio, con foco en habilitar mayores inversiones, fortalecer la calidad y resiliencia del servicio, avanzar en la Transición Energética y resguardar la eficiencia del sistema, incorporando mecanismos de incentivo al desempeño y una adecuada protección a los clientes, como un insumo para la próxima administración que asumirá en marzo del 2026.

Proceso de elaboración y consulta pública respecto de la reglamentación de diversas leyes, que defina el Ministerio de Energía, que ocupó buena parte de la agenda del año 2025 y continuará el 2026.

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 definido por la CNE para el 2025 y de los cuales, varios de ellos continuarán durante el 2026.

Los cambios propuestos al marco reglamentario son frecuentemente sometidos a la consideración de los legisladores y las autoridades administrativas, y algunos de dichos cambios, si son implementados, podrían tener un efecto significativamente adverso en el negocio y resultados financieros de la Sociedad.



Riesgo de cambio de tarifas en el segmento de generación

Actualmente, un generador puede cumplir distintos roles, en forma exclusiva o de manera simultánea, para comercializar la producción de una central. Por una parte, puede actuar como un generador puro, vale decir comercializar la producción completa de la central al mercado spot y por otra, como generador comercializador, ya sea al establecer contratos de suministro con clientes no sometidos a regulación de precios o participando de licitaciones de suministro de electricidad para clientes regulados impulsadas por la Comisión Nacional de Energía. Los precios para valorizar la inyección de energía al mercado spot, son calculados por la Gerencia de Mercados del Coordinador y se denomina “costo marginal horario”, la que se obtiene en función de los costos variables de las unidades que fueron despachadas en el sistema para satisfacer la demanda horaria de éste en forma económica y segura.

La valorización de potencia se realiza considerando los precios calculados por la Comisión Nacional de Energía en fijaciones tarifarias semestrales. Por otra parte, si el generador cuenta con contratos de suministro, éste debe comprar al mercado marginal la energía necesaria para poder satisfacer sus contratos de suministro con el comercializador, quien, a su vez, recaudará de sus clientes el valor de la energía vendida al precio establecido en dichos contratos bilaterales de suministro.



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

En lo referido al precio de suministro para clientes regulados de empresas distribuidoras abastecidas desde el Sistema Eléctrico Nacional, el año 2025 estuvo marcado por varias solicitudes de Término Anticipado de contratos de suministro, producto de diversas situaciones que impidieron a los generadores dar cumplimiento a sus obligaciones de suministro. Ello llevó a la Comisión Nacional de Energía, por primera vez, a realizar Procesos de Licitación para suministros de corto plazo para abastecer demandas del 2026 y de mediano plazo para abastecer demandas del periodo 2027-2030, las que resultaron exitosas, adjudicándose ambas a Enel Generación Chile.

Para los sistemas medianos, la fijación de tarifas de generación es realizada cada cuatro años, reflejando los costos medios de generación eficiente en la zona correspondiente y estableciendo un plan de obras de expansión de carácter obligatorio. Los precios determinados son incorporados a la tarifa total del cliente final. Con la publicación de los Decretos Tarifarios del Ministerio de Energía, a fines del 2025, las nuevas tarifas del período noviembre 2022 – octubre 2026 ya podrán entrar en vigencia a partir de enero del 2026, mientras que su aplicación retroactiva desde noviembre 2022 a diciembre 2025 (reliquidación), debe esperar la instrucción de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con las condiciones para su aplicación.

El proceso de tarificación de sistemas medianos para el período noviembre 2026 – octubre 2030 se encuentra en curso. Se espera que durante 2026 se disponga de los resultados de ese Estudio.



Riesgos de cambio de tarifas en el segmento de distribución

Actualmente, las tarifas de distribución de electricidad (Valor Agregado de Distribución – VAD) se fijan cada cuatro años, conforme a las reglas para el Proceso Tarifario que se definen en la LGSE modificada el 2019 por la Ley 21.194 y las Bases Técnicas y Administrativas que elabora la Comisión Nacional de Energía.

Respecto de la ley N°21.194-19, ella introdujo los siguientes cambios al Proceso Tarifario:

- Cambia la tasa interna de retorno para los activos modelados en el Estudio de Costos desde una 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. En los últimos dos Procesos Tarifarios (2020-2024 y 2024-2028) 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. Producto de lo anterior, en los últimos dos Procesos Tarifarios se han definido 12 Áreas Típicas de estudio, el doble de lo históricamente considerado.
- Bases Técnicas del proceso de tarificación podrán ser observadas y discrepadas en el Panel de Expertos. Esto resulta del todo relevante, dado que es este documento el que define las condiciones más específicas a considerar para el Estudio Tarifario.
- Se realizará 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. Este Estudio será en insumo para que la CNE elabore posteriormente su Informe Técnico, con la propuesta del VAD.

- Informe Técnico CNE con su propuesta de VAD, que será observable y discrepable ante el Panel de Expertos, en caso de que las empresas distribuidoras no estén conforme con la propuesta presentada por la CNE.
- Resuelta la instancia de discrepancias, la CNE debe emitir un nuevo Informe Técnico, con las estructuras tarifarias para la recaudación anual de los VAD.
- 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.

Actualmente se encuentra en curso el proceso tarifario 2024–2028, el Estudio de Costos está siendo desarrollado por el mismo consultor del proceso 2020–2024 (INECON) y se encuentra en las etapas finales de elaboración del Informe técnico Preliminar de la CNE. Una vez este Informe sea emitido, las empresas podrán observarlo y eventualmente discreparlo frente al Panel de Expertos.

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 saldarán con la entrada de los contratos de suministros ya firmados que en promedio son más baratos que los actuales. En todo caso, la tarifa final resultante para cada periodo antes de que salden las diferencias, no podrá superar el precio congelado indexado por el IPC, a menos que quede un remanente al 31-12-2026, en cuyo caso, el saldo se traspasará al usuario final.

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, las tarifas vigentes se publicaron en julio de 2018, mediante la publicación del DS N°13T-2017. Se espera que el MEN publique un nuevo Decreto Tarifario durante el año 2026, como resultado del Proceso de revisión de precios correspondiente al cuatrienio 2020–2024. En todo caso, viene al caso mencionar que a diferencia de las tarifas de VAD, las tarifas de SSAA no tienen vigencia retroactiva, sino que rigen una vez sea publicado en el Diario Oficial el Decreto Tarifario respectivo.

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.

Destacan la Ley sobre el suministro a clientes Electrodependientes y la Ley sobre Servicios Sanitarios Rurales, que otorgan beneficios económicos a clientes de características bien específicas y que en el caso de los electrodependientes se exige a las distribuidoras buscar las mejores soluciones técnicas para evitar la interrupción del suministro. También se publicó la Ley de Servicios Básicos, la que impidió 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 periodo de pandemia, que terminará su vigencia durante el 2026.

En ese mismo sentido, con la publicación de la Ley 21.194 a fines del 2019 se dejaron congelados los niveles de precios asociados al valor agregado por concepto de costos de distribución, que debían actualizarse en noviembre del 2020, Sin embargo, producto del retraso del proceso tarifario de distribución para el periodo noviembre 2020 – noviembre 2024, fueron recién actualizados a mediados del 2024, de acuerdo a las reglas establecidas en la Ley de Estabilización Tarifaria y con motivo de la publicación del Decreto Tarifario de distribución 2020 –2024 (DS 5T 2024).



Riesgo de cambio de tarifas en el segmento de transmisión
Mediante la publicación de la Ley N° 20.936, se establecieron nuevos mecanismos para la determinación de los Planes de Expansión de transmisión y su valorización, para posteriormente ser transferidos a las tarifas de los clientes finales.

Con respecto a la valorización, las instalaciones de transmisión se dividen en 3 categorías:

- Para las Obras Nuevas construidas como resultado de los procesos de licitación mandatados producto de los Planes de Expansión definidos por la Autoridad, su valor anual se fija por 20 años desde su puesta en operación en función de los valores ofertados por las empresas licitantes.
- Para las Obras de Ampliación, se define el valor de inversión para los siguientes 20 años en función del resultado de la licitación de construcción y sus costos de operación, mantenimiento y administración son el resultado de un estudio tarifario.
- Para las obras existentes o pasados los 20 años de las obras licitadas, su valor anual se determina cada 4 años como parte de un proceso reglado de valorización. El primer proceso bajo esta nueva ley estableció el valor anual de transmisión por tramo del período 2020–2023. Los riesgos relacionados con la regulación del negocio de la Transmisión 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 rentabilidad del negocio, haciendo uso de las distintas instancias establecidas en la reglamentación vigente, esto es, ante la CNE, el Panel de Expertos o la Contraloría General de la República (CGR), según sea el caso. Para el proceso de tarificación 2024–2027, ya se encuentran en desarrollo los Estudios de Transmisión Zonal y el de Transmisión Nacional. Estos Estudios son realizados por dos consultores, son supervisados por un Comité y se espera ver los primeros resultados para fines del año 2026, con un retraso importante respecto de su planificación inicial.



Al respecto, los cambios más relevantes en materias regulatorias se han enfocado en destrabar procesos de construcción de infraestructura de transmisión, producto de licitaciones de desiertas, proyectos abandonados por constructoras o mayores costos de construcción que los originalmente considerados.



Riesgo por retrasos en Procesos Tarifarios
El retraso en el desarrollo de procesos tarifarios impacta no solo en la distorsión entre los niveles de costos que enfrenta la compañía y los ingresos requeridos para su financiamiento, sino que también puede afectar en los patrones de consumo e incobrabilidad de parte de los clientes, En efecto, cualquier retraso en el incremento esperado de precios, en un escenario de costos y exigencias normativa cada vez más crecientes, traerá consigo una sobrecarga desde el punto de vista de los clientes por procesos tarifarios de carácter retroactivo. Asimismo, exigirá de la Sociedad, una fortaleza financiera, desafíos comunicacionales y robustos procesos informáticos.

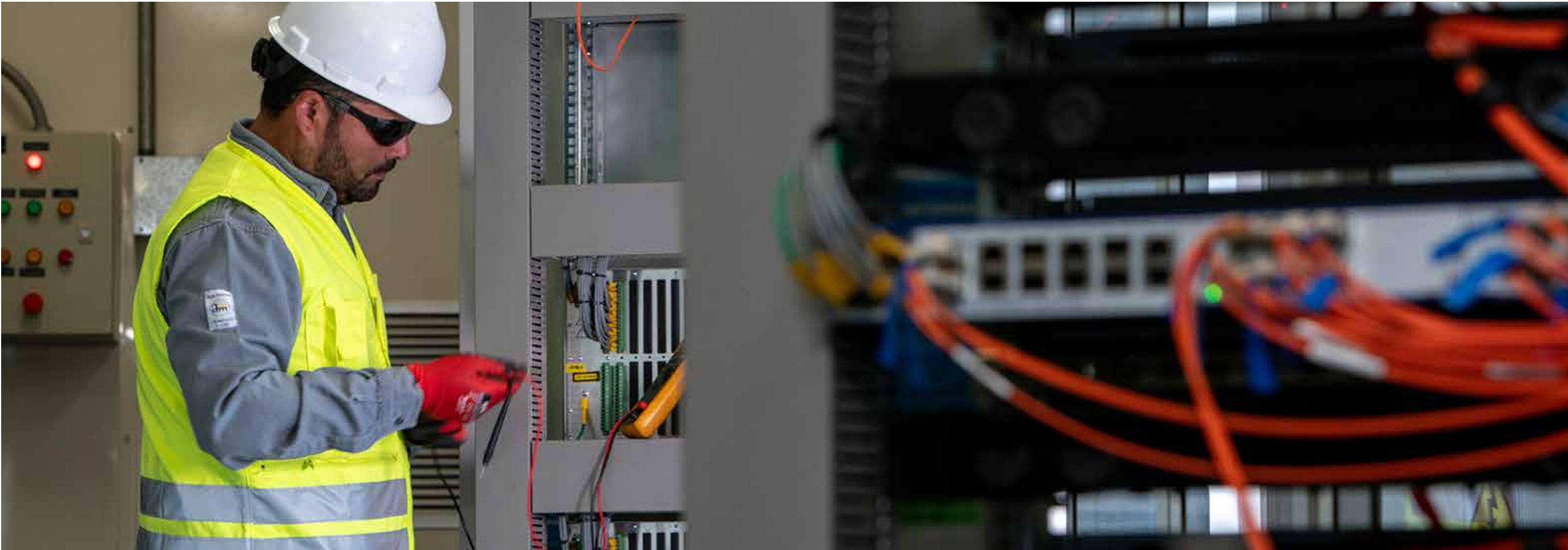


Riesgos de un incremento de los impuestos a la renta corporativa debido a una Reforma Tributaria
Todas las operaciones de la Sociedad se ubican en Chile y, por ende, su rentabilidad se ve en parte afectada por el impuesto a la renta corporativa aplicable. En inicio de 2023, el gobierno envió al Congreso un proyecto de reforma tributaria para modificar los impuestos sobre la renta y el valor agregado, entre otros. Ese proyecto fue rechazado por la Cámara de Diputados el 8 de marzo de 2023. En agosto, el gobierno dio a conocer su propuesta de pacto fiscal, la cual incluye una reforma en el impuesto a la renta. La Sociedad está expuesta a los cambios en los impuestos. Un alza de los impuestos a la renta corporativa podría tener un efecto adverso en la rentabilidad de la Sociedad.



Riesgo de revocación de los derechos de agua o limitación de tiempo de las concesiones de agua
La Dirección General de Aguas ha otorgado a la Sociedad derechos de aguas para el suministro de agua desde los ríos y lagos cercanos a las instalaciones de producción. Si bien actualmente estos derechos de agua son de duración ilimitada y con derechos de propiedad absoluta e incondicional, existe el riesgo que, en el futuro, estos derechos de aguas sean revocados o que las concesiones tengan límite de tiempo, lo podría tener un efecto adverso sobre los proyectos de desarrollo hidroeléctrico y su rentabilidad.

RIESGOS RELACIONADOS
A FACTORES EXTERNOS



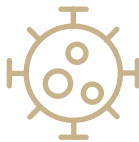
La inflación y las medidas gubernamentales para frenar la inflación pueden afectar negativamente a la economía chilena y tener un efecto material adverso

En los últimos años, Chile ha experimentado alto niveles de inflación. Si bien, las medidas tomadas por el Banco Central en los últimos meses han permitido reducir el nivel de inflación, no es posible garantizar que esa tendencia continuará. Es probable que la inflación incremente algunos de los costos y gastos, dado que un porcentaje de la deuda de la Sociedad esta denominada en UF. Por ende, un incremento importante de la inflación podría tener un efecto materialmente adverso en la rentabilidad de la Sociedad.



Eventuales efectos de los conflictos armados en el mundo

Si bien la Sociedad no tiene operaciones comerciales directas con proveedores o acreedores localizados en la zona de los conflictos armados, sus resultados financieros pueden verse afectados por la incertidumbre económica que existe en los mercados globales, especialmente en lo que respecta a la volatilidad en el precio de los commodities, lo que podría aumentar los costos de la Sociedad y tener un efecto adverso en sus resultados financieros.



Otras pandemias podrían afectar negativamente a los negocios de la Sociedad

Durante la pandemia de Covid-19, el gobierno ha implementado distintas restricciones gubernamentales que alteraron temporalmente los negocios y operaciones y disminuyeron la demanda de electricidad. Adicionalmente, la pandemia ha contribuido a ciertas escaseces en la cadena de suministro global. En el caso de una nueva pandemia mundial, estos factores podrían afectar el negocio y los resultados financieros de la Sociedad.

SANCIONES
EJECUTORIADAS

	Numero de Sanciones	Monto en miles de CLP
En relación a clientes (Derechos del Consumidor) en 2025	-	-
En relación con sus trabajadores	12	23.121
Medioambiental	-	-
Libre Competencia	-	-
Otros	40	914.200





HECHOS RELEVANTES O ESENCIALES

1

HECHOS RELEVANTES INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 29 de abril de 2025, se acordó la renovación del Directorio de la Sociedad, el que pasó a estar integrado por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

HECHOS RELEVANTES EN FILIAL SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A. Y FILIALES (SAESA)

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 29 de abril de 2025, se acordó la distribución de un dividendo de \$0,000023655286 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2024. El monto total a ser distribuido por este concepto es de \$213.024.843 y corresponde al 30% de dichas utilidades.

En esta misma sesión se acordó la renovación del Directorio de la Sociedad, el que pasó a estar integrado por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

HECHOS RELEVANTES EN FILIAL EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A. (FRONTEL)

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 29 de abril de 2025, se acordó la distribución de un dividendo de \$0,000902 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio 2024. El monto total a ser distribuido por este concepto es de \$6.728.266.920 y corresponde al 30% de dichas utilidades.

En esta misma sesión se acordó la renovación del Directorio de la Sociedad, el que pasó a estar integrado por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

HECHOS RELEVANTES EN FILIAL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A. (STS)

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 29 de abril de 2025, se acordó la distribución de un dividendo de \$0,000478 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2024. El monto total a ser repartido asciende a la suma de \$4.842.022.406, correspondiente al 30% de las utilidades de dicho ejercicio.

2

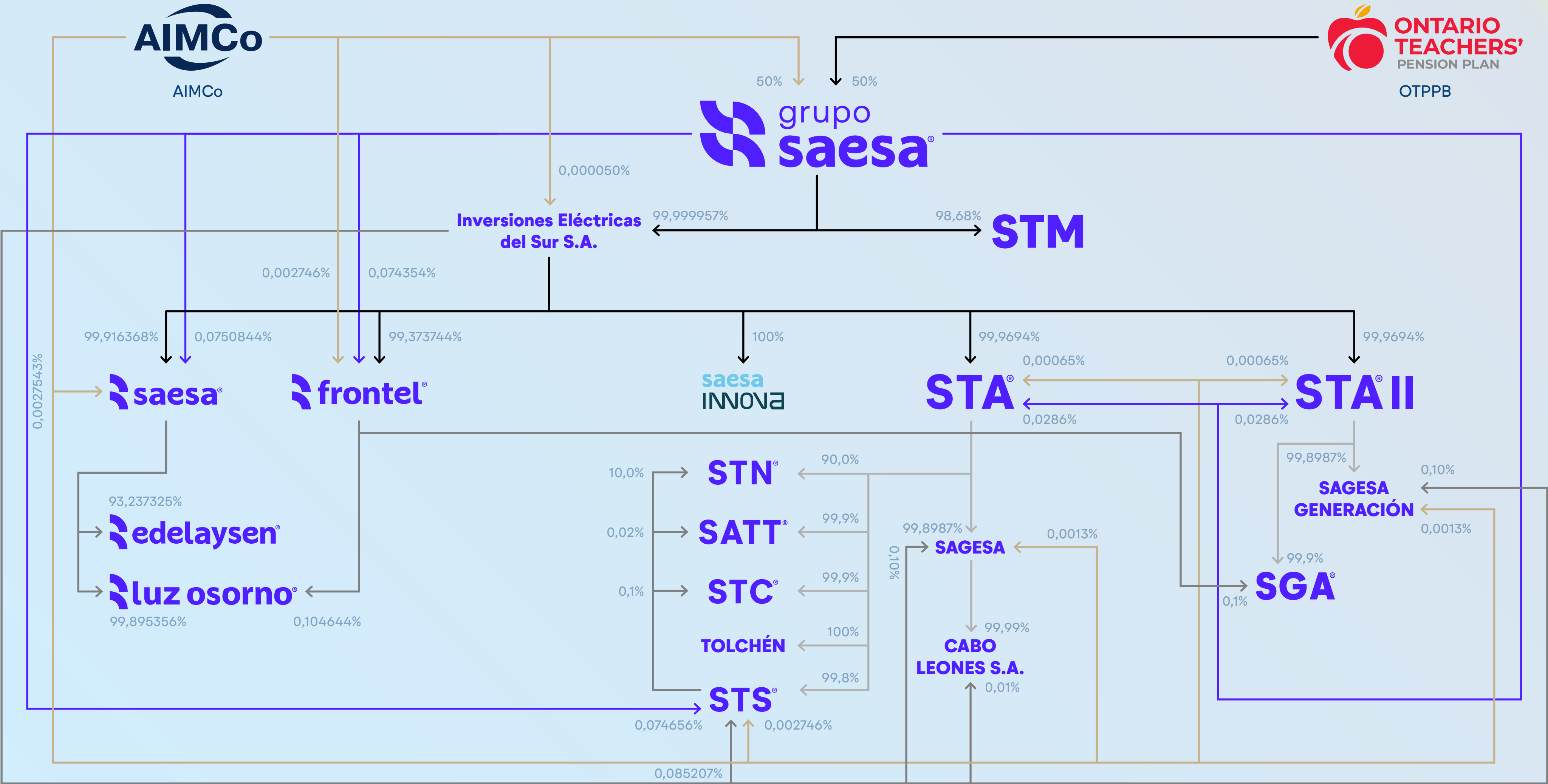
En octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el Informe Técnico Preliminar correspondiente al proceso tarifario de Precios de Nudo Promedio aplicable al primer semestre de 2026, el cual fue objeto de observaciones por parte de las empresas del sector. La CNE evaluará dichas observaciones para la elaboración del Informe Técnico Definitivo, cuya emisión está prevista para mediados de noviembre de 2025, y que servirá de base para el Decreto Tarifario del Ministerio de Energía.

En octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el Informe Técnico Preliminar correspondiente al proceso tarifario de Precios de Nudo Promedio aplicable al primer semestre de 2026, el cual fue objeto de observaciones por parte de las empresas del sector. La CNE evaluará dichas observaciones para la elaboración del Informe Técnico Definitivo, cuya emisión está prevista para mediados de noviembre de 2025, y que servirá de base para el Decreto Tarifario del Ministerio de Energía.

En octubre de 2025, la Comisión Nacional de Energía (CNE) publicó el Informe Técnico Preliminar correspondiente al proceso tarifario de Precios de Nudo Promedio aplicable al primer semestre de 2026, el cual fue objeto de observaciones por parte de las empresas del sector. La CNE evaluará dichas observaciones para la elaboración del Informe Técnico Definitivo, cuya emisión está prevista para mediados de noviembre de 2025, y que servirá de base para el Decreto Tarifario del Ministerio de Energía.

En esta misma sesión se acordó la renovación del Directorio de la Sociedad, el que pasó a estar integrado por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Naqushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS



PARTICIPACIONES DIRECTAS E INDIRECTAS

Nombre	Rut	Tipo	Negocio	Participación Directa	Participación Indirecta	Total	Total activo
Sociedad Austral de Electricidad	76.073.162-5	Subsidiaria	Distribución	99.9164%		99.9164%	17.45%
Empresa Eléctrica de Aysén S.A.	88.272.600-2	Subsidiaria	Distribución		93.1593%	93.1593%	1.93%
Compañía Eléctrica Osorno S. A.	96.531.500-4	Subsidiaria	Distribución		99.9158%	99.9158%	0.80%
Empresa Eléctrica de La Frontera	76.073.164-1	Subsidiaria	Distribución	99.3737%		99.3737%	13.77%
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	77.122.643-4	Subsidiaria	Transmisión	99.9694%		99.9694%	23.26%
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	76.410.374-2	Subsidiaria	Transmisión		99.9552%	99.9552%	1.10%
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	76.519.747-3	Subsidiaria	Transmisión		99.9693%	99.9693%	1.06%
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	76.440.111-5	Subsidiaria	Transmisión		99.9692%	99.9692%	0.92%
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	Subsidiaria	Transmisión		99.9694%	99.9694%	0.18%
Sistema de Transmisión del Sur	77.312.201-6	Subsidiaria	Transmisión		99.8275%	99.8275%	7.29%
SAGESA S.A.	76.186.388-6	Subsidiaria	Transmisión	0.1000%	99.8681%	99.9681%	0.63%
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	76.429.813-6	Subsidiaria	Transmisión	0.0100%	99.9581%	99.97%	0.00%
STA II S.A.	77.729.726-0	Subsidiaria	Generación	99.9694%		99.9694%	2.47%
SAGESA GENERACIÓN S.A.	77.708.654-5	Subsidiaria	Generación	0.1000%	99.8681%	99.9681%	1.84%
Sociedad Generadora Austral S.A.	99.528.750-1	Subsidiaria	Generación		99.9688%	99.9688%	0.52%
Saesa Innova Soluciones SpA	77.227.565-K	Subsidiaria	Otros	100.0%		100.0%	0.16%



IDENTIFICACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS Y ASOCIADAS

Nombre	Saesa
Razón social	SOCIEDAD AUSTRAL DE ELECTRICIDAD S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	76.073.162-5
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 219.326 millones
Objeto social	La Sociedad tendrá por objeto la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean necesarias, funcionales o complementarias para la prestación de dicho servicio, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.
Actividades que desarrolla	Distribución de electricidad en la zona sur del país. A través de su filial EdelaySEN, empresa que desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución, abastece de energía eléctrica principalmente a la Región de Aysén.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Leonel Martinez Martinez – Gerente De Distribución Barbara Paola Boekemeyer Slater – Gerente De Clientes Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-dic-25
Activos Corrientes	273.197.343	234.339.792
Activos No Corrientes	828.978.795	852.410.711
Total Activos	1.102.176.138	1.086.750.503

M\$	31-DIC-24	31-dic-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	169.808.621	166.301.754
Pasivos No Corrientes	657.114.039	637.908.922
Total Pasivos	826.922.660	804.210.676
Total Patrimonio Neto	275.253.478	282.539.827
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.102.176.138	1.086.750.503

M\$	31-DIC-24	31-dic-25
Margen Bruto	179.977.357	199.875.209
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	145.183	13.896.661
Impuesto a las Ganancias	1.392.202	-2.753.200
Ganancia (pérdida)	1.537.385	11.143.461

M\$	31-DIC-24	31-dic-25
Saldo Inicial Reexpresado	273.829.960	275.253.478
Cambios en Patrimonio	1.423.518	7.286.349
Saldo Final Período Actual	275.253.478	282.539.827



Nombre	Frontel
Razón social	EMPRESA ELÉCTRICA DE LA FRONTERA S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	76.073.164-1
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 125.811 millones
Objeto social	La Sociedad tendrá por objeto la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean necesarias, funcionales o complementarias para la prestación de dicho servicio, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.
Actividades que desarrolla	Distribución de electricidad en la zona sur del país. También participa en generación para un sistema aislado
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia–Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Leonel Martinez Martinez – Gerente De Distribución Barbara Paola Boekemeyer Slater – Gerente De Clientes Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están, la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están la compra y venta de materiales que se realiza a valores de precio medio de bodega y los préstamos entre compañías relacionadas que se proporcionan como capital de trabajo, y se definen de corto plazo. Estos créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación, y tienen límites de monto entre las compañías relacionadas, según lo indicado en los contratos de bonos vigentes.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	115.939.961	133.301.396
Activos No Corrientes	491.918.868	518.866.111
Total Activos	607.858.829	652.167.507

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	251.298.765	161.932.409
Pasivos No Corrientes	149.748.291	271.870.460
Total Pasivos	401.047.056	433.802.869
Total Patrimonio Neto	206.811.773	218.364.638
Total Patrimonio Neto y Pasivos	607.858.829	652.167.507

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	126.320.058	125.303.119
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	28.747.804	22.005.838
Impuesto a las Ganancias	-6.320.248	-5.330.090
Ganancia (pérdida)	22.427.556	16.675.748

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	16.680.441	27.760.157
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-44.837.281	-47.225.723
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	37.662.859	30.040.626
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.255	29.725
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	9.510.274	10.604.785
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	4.588.486	14.098.760
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	14.098.760	24.703.545



Nombre	STS
Razón social	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL SUR S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	77.312.201-6
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 74.798 millones
Objeto social	El objeto de la Sociedad es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.
Actividades que desarrolla	La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Barbara Paola Boekemeyer Slater – Gerente De Clientes Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	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 de haberlas se realiza a valores de precio medio de bodega

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	38.395.667	53.753.794
Activos No Corrientes	588.493.265	607.598.155
Total Activos	626.888.932	661.351.949

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	47.784.913	67.847.718
Pasivos No Corrientes	334.541.847	314.371.795
Total Pasivos	382.326.760	382.219.513
Total Patrimonio Neto	244.562.172	279.132.436
Total Patrimonio Neto y Pasivos	626.888.932	661.351.949

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	88.212.685	104.941.457
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	20.477.646	67.568.543
Impuesto a las Ganancias	-4.337.571	-17.413.906
Ganancia (pérdida)	16.140.075	50.154.637

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	72.188.297	60.936.046
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-68.140.817	-33.854.790
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-3.906.339	-28.958.640
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-13.858	105.277
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	127.283	-1.772.107
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	2.452.973	2.580.256
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	2.580.256	808.149



NombreEdelaysen	
Razón social	EMPRESA ELÉCTRICA DE AYSÉN S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	88.272.600-2
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 37.006 millones
Objeto social	La Sociedad tendrá por objeto la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean necesarias, funcionales o complementarias para la prestación de dicho servicio, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.
Actividades que desarrolla	Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en la Región de Aysén.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Leonel Martinez Martinez – Gerente De Distribución Barbara Paola Boekemeyer Slater – Gerente De Clientes Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	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.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	75.239.922	58.791.680
Activos No Corrientes	156.432.679	191.001.149
Total Activos	231.672.601	249.792.829

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	32.792.132	19.229.263
Pasivos No Corrientes	96.024.617	123.013.425
Total Pasivos	128.816.749	142.242.688
Total Patrimonio Neto	102.855.852	107.550.141
Total Patrimonio Neto y Pasivos	231.672.601	249.792.829

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	44.527.114	40.165.368
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	15.296.286	8.040.138
Impuesto a las Ganancias	-3.179.976	-1.306.399
Ganancia (pérdida)	12.116.310	6.733.739

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	-6.538.693	1.397.912
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-17.386.525	-23.649.020
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	24.133.065	21.147.195
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-145.703	671.349
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	62.144	-432.564
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.732.636	1.794.780
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	1.794.780	1.362.216



Nombre	Sagesa Transmisión
Razón social	SAGESA S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	76.186.388-6
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 9.130 millones
Objeto social	Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.
Actividades que desarrolla	La actividad principal de STS consiste en prestar servicios de transporte y transformación de energía a empresas generadoras, que tienen contratos de suministros con empresas distribuidoras. STS presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Barbara Paola Boekemeyer Slater – Gerente De Clientes Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	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 de haberlas se realiza a valores de precio medio de bodega

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	3.583.365	3.370.965
Activos No Corrientes	55.192.012	51.038.848
Total Activos	58.775.377	54.409.813

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	2.799.427	3.234.879
Pasivos No Corrientes	34.288.505	27.173.193
Total Pasivos	37.087.932	30.408.072
Total Patrimonio Neto	21.687.445	24.001.741
Total Patrimonio Neto y Pasivos	58.775.377	54.409.813

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	8.107.549	6.274.307
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	5.014.702	4.417.673
Impuesto a las Ganancias	-1.273.306	-944.215
Ganancia (pérdida)	3.741.396	3.473.458

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	9.721.444	6.416.074
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-2.464.147	-901.185
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-6.901.535	-6.015.459
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-1.718	4.208
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	354.044	-496.362
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	482.348	836.392
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	836.392	340.030



Nombre	Luz Osorno
Razón social	COMPAÑÍA ELÉCTRICA OSORNO S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	96.531.500-4
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 10.558 millones
Objeto social	La Sociedad tendrá por objeto la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean necesarias, funcionales o complementarias para la prestación de dicho servicio, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.
Actividades que desarrolla	Distribución y venta de energía eléctrica en sectores rurales de la provincia de Osorno y en algunas localidades de las provincias de Valdivia y Llanquihue.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Leonel Martinez Martinez – Gerente De Distribución Barbara Paola Boekemeyer Slater – Gerente De Clientes Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	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 de haberlas se realiza a valores de precio medio de bodega.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	15.297.814	12.776.028
Activos No Corrientes	63.723.340	66.286.470
Total Activos	79.021.154	79.062.498

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	15.158.778	13.730.542
Pasivos No Corrientes	31.307.716	23.692.412
Total Pasivos	46.466.494	37.422.954
Total Patrimonio Neto	32.554.660	41.639.544
Total Patrimonio Neto y Pasivos	79.021.154	79.062.498

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	20.207.265	23.545.182
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	10.071.916	13.137.392
Impuesto a las Ganancias	-2.503.636	-3.382.255
Ganancia (pérdida)	7.568.280	9.755.137

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.621.649	7.457.024
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-4.117.249	-3.597.381
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	1.568.866	-3.971.857
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	593	168
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	73.859	-112.046
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.174.492	1.248.351
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	1.248.351	1.136.305





Nombre		TOLCHÉN TRANSMISIÓN
Razón social	TOLCHÉN TRANSMISIÓN SPA	
Tipo de sociedad	Sociedad por Acciones	
Rut	76.389.448-7	
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Teléfono	56 22 414 7010	
Capital suscrito y pagado	CLP 197 millones	
Objeto social	Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.	
Actividades que desarrolla	La Sociedad cuenta con una línea de transmisión dedicada de doble circuito de 33 km de largo con una capacidad de 233 MVA por circuito y que son utilizados por Parques Eólicos. El primer circuito se extiende desde la Subestación San Gabriel hasta la Subestación Mulchén y el segundo circuito se extiende desde la Subestación Tolpán Sur hasta la Subestación Mulchén. Ambos circuitos se encuentran ubicados en las comunas de Renaico y Mulchén, provincias de Malleco y Bío Bío, pertenecientes a las regiones de la Araucanía y Bío Bío respectivamente	
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli	
Principales ejecutivos	La Compañía es una sociedad por acciones cuyos estatutos no contempla la existencia de Directorio.	
Relaciones comerciales	Dentro de las principales transacciones entre entidades relacionadas están los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación	

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	860.166	689.833
Activos No Corrientes	30.463.368	27.050.284
Total Activos	31.323.534	27.740.117

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	696.186	769.870
Pasivos No Corrientes	24.933.078	19.939.521
Total Pasivos	25.629.264	20.709.391
Total Patrimonio Neto	5.694.270	7.030.726
Total Patrimonio Neto y Pasivos	31.323.534	27.740.117

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	3.846.916	3.273.278
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	2.346.486	2.500.996
Impuesto a las Ganancias	-624.989	-393.174
Ganancia (pérdida)	1.721.497	2.107.822

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	3.589.681	3.923.423
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	0	0
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-3.650.183	-3.971.395
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-506	3.907
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-61.008	-44.065
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	132.043	71.035
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	71.035	26.970

Nombre	SGA
Razón social	SOCIEDAD GENERADORA AUSTRAL S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	99.528.750-1
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 3.161 millones
Objeto social	El objeto social de la empresa incluye la generación, transmisión, transporte, compra, suministro y venta de energía eléctrica y gas, así como la comercialización de productos eléctricos y electrodomésticos. También abarca la gestión de concesiones y permisos relacionados con la energía, la compra y venta de bienes vinculados a la energía, y la realización de inversiones en diversos activos y valores.
Actividades que desarrolla	SGA comercializa energía eléctrica en el mercado spot del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), además de venta de energía a clientes libres.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	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.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	20.487.281	17.593.532
Activos No Corrientes	10.701.213	11.389.246
Total Activos	31.188.494	28.982.778

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	22.257.555	19.713.440
Pasivos No Corrientes	1.551.638	787.240
Total Pasivos	23.809.193	20.500.680
Total Patrimonio Neto	7.379.301	8.482.098
Total Patrimonio Neto y Pasivos	31.188.494	28.982.778

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	297.975	3.944.675
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	-259.387	3.284.189
Impuesto a las Ganancias	34.537	-988.896
Ganancia (pérdida)	-224.850	2.295.293

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	917.983	938.950
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	1.861.754	-1.708.927
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-1.879.237	-648.223
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	99	-546
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	900.599	-1.418.746
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.830.017	2.730.616
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	2.730.616	1.311.870



Nombre	STN
Razón social	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	76.410.374-2
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 16.630 millones
Objeto social	La Sociedad tiene como giro principal la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión y transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica. Además de la prestación de servicios de mantenimiento de instalaciones eléctricas de terceros.
Actividades que desarrolla	La Sociedad construyó inicialmente un sistema de transmisión dedicada cuyo propósito es abastecer los nuevos requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El sistema de transmisión comenzó su operación a fines del primer semestre de 2016. No obstante, en 2018, y según las atribuciones de la Autoridad regulatoria, parte de esta instalación se reclasificó como de Transmisión Nacional, en virtud de los alcances de los estudios de tarificación. Esto implicaría que este activo quedó definido como parte del sistema de Transmisión Nacional y sujeto a su regulación
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	Dentro de las principales transacciones entre entidades relacionadas están los servicios de ingeniería y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	16.210.317	12.754.049
Activos No Corrientes	52.308.290	59.316.257
Total Activos	68.518.607	72.070.306

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	8.379.448	8.697.794
Pasivos No Corrientes	17.060.720	16.933.988
Total Pasivos	25.440.168	25.631.782
Total Patrimonio Neto	37.727.393	42.886.825
Total Patrimonio Neto y Pasivos	63.167.561	68.518.607

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	40.730.915	42.222.319
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	8.078.091	11.217.646
Impuesto a las Ganancias	-2.371.101	-2.328.414
Ganancia (pérdida)	5.706.990	8.889.232

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	18.138.018	22.298.634
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-4.371.095	-17.866.995
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-11.481.857	-6.975.826
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	14.663	-18.967
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	2.299.729	-2.563.154
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	711.884	3.011.613
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	3.011.613	448.459



Nombre	STC
Razón social	SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL CENTRO S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	76.440.111-5
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 23.238 millones
Objeto social	Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.
Actividades que desarrolla	La Sociedad construyó el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por la Sociedad una vez que ésta entre en funcionamiento. La Sociedad ha finalizado la construcción de la línea el segundo semestre del 2018: el 25 de agosto se realizó su energización y posteriormente se procedió a informar al Coordinador Eléctrico Nacional (“CEN”) que el Proyecto había comenzado su período de puesta en servicio
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	Dentro de las principales transacciones entre entidades relacionadas están los servicios de ingeniería y los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el periodo que dure la operación.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	2.303.342	2.213.195
Activos No Corrientes	73.663.569	64.164.211
Total Activos	75.966.911	66.377.406

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	375.758	773.027
Pasivos No Corrientes	39.046.619	30.332.836
Total Pasivos	39.422.377	31.105.863
Total Patrimonio Neto	36.544.534	35.271.543
Total Patrimonio Neto y Pasivos	75.966.911	66.377.406

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	1.646.517	1.288.660
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	-1.653.155	-1.689.866
Impuesto a las Ganancias	504.477	3.665.433
Ganancia (pérdida)	-1.148.678	1.975.567

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	2.284.066	2.432.940
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	690	1.046
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-2.290.000	-2.257.855
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-38.806	20.510
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-44.050	196.641
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	148.965	104.915
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	104.915	301.556



Nombre	SATT
Razón social	SOCIEDAD AUSTRAL DE TRANSMISIÓN TRONCAL S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	76.519.747-3
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 16.654 millones
Objeto social	Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.
Actividades que desarrolla	La Sociedad actualmente tiene en operación activos de Transmisión Dedicada y Nacional ubicados en Copiapó y Tocopilla.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	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 de haberlas se realiza a valores de precio medio de bodega.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	13.603.728	18.853.915
Activos No Corrientes	213.597.610	252.302.325
Total Activos	227.201.338	271.156.240

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	16.359.130	28.090.652
Pasivos No Corrientes	169.361.070	202.495.915
Total Pasivos	185.720.200	230.586.567
Total Patrimonio Neto	41.481.138	40.569.673
Total Patrimonio Neto y Pasivos	227.201.338	271.156.240

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	11.947.288	13.745.403
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	3.550.204	3.777.152
Impuesto a las Ganancias	-970.093	-676.823
Ganancia (pérdida)	2.580.111	3.100.329

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	11.814.457	7.044.738
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-37.298.724	-53.838.728
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	25.630.000	46.924.788
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-14.701	5.928
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	131.032	136.726
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	72.272	203.304
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	203.304	340.030



Nombre	SAGESA GENERACION
Razón social	SAGESA GENERACION S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	77.708.654-5
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 16.465 millones
Objeto social	El objeto social de la empresa abarca la generación, transmisión, distribución, compra, suministro y venta de energía eléctrica y gas, así como la prestación de servicios energéticos y la comercialización de productos eléctricos. También incluye la gestión de concesiones y permisos, la compra y venta de bienes relacionados con la energía, y la realización de inversiones en bienes y valores mobiliarios, ejecutando los actos y contratos necesarios para cumplir con su propósito.
Actividades que desarrolla	La Sociedad tiene activos de generación que opera desde la Región del Bío Bío a la Región de Los Lagos. Parte de la energía generada se comercializa en el mercado spot del CEN -SEN a través de su relacionada Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA) y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado, la otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel y Luz Osorno).
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser García-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	Dentro de las principales transacciones entre empresas relacionadas están la compra y venta de electricidad y peajes. Los precios de la electricidad a los que se realizan estas operaciones están fijados por la autoridad o por el mercado, y los peajes controlados por el marco regulatorio del sector. Por otro lado, están los préstamos en cuenta corriente, los cuales pagan intereses de mercado y se calculan por el periodo que dure la operación.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	9.503.743	10.731.287
Activos No Corrientes	54.798.258	51.439.410
Total Activos	64.302.001	62.170.697

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	4.410.339	3.591.699
Pasivos No Corrientes	28.099.473	28.633.041
Total Pasivos	32.509.812	32.224.740
Total Patrimonio Neto	31.792.189	29.945.957
Total Patrimonio Neto y Pasivos	64.302.001	62.170.697

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	5.259.662	6.654.031
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	-2.154.223	2.058.565
Impuesto a las Ganancias	872.190	-637.751
Ganancia (pérdida)	-1.282.033	1.420.814

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	-720.837	2.923.686
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-6.874.293	-4.146.742
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	7.618.005	1.382.498
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-10.689	4.133
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	12.186	163.575
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	56.508	68.694
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	68.694	232.269





Nombre	L.T. Cabo Leones
Razón social	LÍNEA DE TRANSMISIÓN CABO LEONES S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	76.429.813-6
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 10 millones
Objeto social	Construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.
Actividades que desarrolla	La Sociedad, construyó un proyecto consistente en la construcción, operación, mantenimiento y administración de un Sistema de Transmisión Dedicada de doble circuito de 220 kV, ubicado en las comunas de Freirina y Vallenar, que tiene por finalidad evacuar la energía eléctrica y potencia de hasta tres proyectos eólicos en construcción. El sistema de transmisión comenzó su operación a fines del segundo semestre de 2017
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella
Relaciones comerciales	Dentro de las principales transacciones entre entidades relacionadas están los préstamos en cuentas corrientes que pagan intereses de mercado, que se calculan por el período que dure la operación

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	1.747.703	1.441.459
Activos No Corrientes	43.642.262	38.714.612
Total Activos	45.389.965	40.156.071

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	1.525.885	1.719.318
Pasivos No Corrientes	34.288.505	27.173.193
Total Pasivos	35.814.390	28.892.511
Total Patrimonio Neto	9.575.575	11.263.560
Total Patrimonio Neto y Pasivos	45.389.965	40.156.071

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	6.672.681	6.487.391
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	4.047.817	3.642.492
Impuesto a las Ganancias	-1.165.197	-917.028
Ganancia (pérdida)	2.882.620	2.725.464

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	5.680.164	5.431.384
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	13.854	8.767
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-5.209.460	-6.015.459
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	981	1.197
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	485.539	-574.111
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	224.436	709.975
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	709.975	135.864

Nombre	STA
Razón social	SOCIEDAD DE TRANSMISIÓN AUSTRAL S.A.
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada
Rut	77.312.201-6
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 146.458 millones
Objeto social	El objeto de la Sociedad es el de realizar negocios relacionados principalmente con la transmisión de energía a través suyo o de otras empresas, así como realización y administración de inversiones. Las actividades de la Sociedad que conforman su objeto social podrán desarrollarse en el país o en el extranjero.
Actividades que desarrolla	Negocios relacionados principalmente con la transmisión de energía a través suyo o de otras empresas, así como realización y administración de inversiones. Las actividades de la Sociedad que conforman su objeto social podrán desarrollarse en el país o en el extranjero.
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia–Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Marcelo Matus Castro – Gerente De Operaciones De Transmisión Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion
Relaciones comerciales	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 las partes relacionadas Saesa, Frontel y la Sociedad, encargadas de definir los flujos óptimos entre relacionadas.

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	74.595.872	90.519.783
Activos No Corrientes	1.017.522.476	1.054.718.391
Total Activos	1.092.118.348	1.145.238.174

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	77.801.047	115.100.642
Pasivos No Corrientes	680.750.293	662.740.674
Total Pasivos	758.551.340	777.841.316
Total Patrimonio Neto	333.567.008	367.396.858
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.092.118.348	1.145.238.174

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	154.666.378	173.610.380
Ganancia (pérdida) ,antes de Impuesto	29.280.756	83.816.423
Impuesto a las Ganancias	-5.782.480	-16.300.828
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	23.498.276	67.515.595
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	0	0
Ganancia (pérdida)	23.498.276	67.515.595

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	117.422.877	101.197.895
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-110.327.314	-95.177.952
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-4.402.819	-11.287.694
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-20.573	114.492
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	2.672.171	-5.153.259
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	4.851.657	7.523.828
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	7.523.828	2.370.569





Nombre	SAESA INNOVA
Razón social	SAESA INNOVA SOLUCIONES SPA
Tipo de sociedad	Sociedad por Acciones
Rut	77.227.565-K
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago
Teléfono	56 22 414 7010
Capital suscrito y pagado	CLP 1 millón
Objeto social	El objeto social de la empresa abarca la compra, venta, importación, exportación, producción, comercialización, instalación y mantención de productos y equipos eléctricos, vehículos eléctricos, soluciones de eficiencia energética, electromovilidad, paneles solares, domótica y productos relacionados. También incluye la generación y comercialización de energía eléctrica, servicios de asesoría energética, y la gestión de combustibles como petróleo y gas. Además, la empresa se dedica al desarrollo de plataformas informáticas, data centers y la realización de inversiones en bienes muebles e inmuebles.
Actividades que desarrolla	Compra, venta, arrendamiento y comercialización de productos eléctricos o vinculados al mundo eléctrico en general, además de una amplia gama de soluciones energéticas para el sector industrial, minero, empresarial y hogar
Directorio	La Compañía es una sociedad por acciones cuyo estatuto no contempla la existencia de Directorio.
Principales ejecutivos	Raul González Rojas- Gerente General Marcia Estelle Melita - Gerente de Administracion Y Finanzas Mauricio Gormaz Barrientos- Gerente de Ventas y Servicios Camila Trujillo Salinas - Gerente de Energía
Relaciones comerciales	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

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	20.074.989	20.574.955
Activos No Corrientes	11.689.130	14.858.662
Total Activos	31.764.119	35.433.617

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	8.404.644	10.054.872
Pasivos No Corrientes	21.353.225	22.907.492
Total Pasivos	29.757.869	32.962.364
Total Patrimonio Neto	2.006.250	2.471.253
Total Patrimonio Neto y Pasivos	31.764.119	35.433.617

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	27.010.726	31.351.150
Ganancia (pérdida) ,antes de Impuesto	370.712	1.000.172
Impuesto a las Ganancias	-46.967	-493.037
Ganancia (pérdida)	323.745	507.135

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	18.051.770	16.543.197
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-14.880.620	-15.916.929
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-2.963.643	409.442
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	83.599	-137.549
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	291.106	898.161
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.375.618	1.666.724
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	1.666.724	2.564.885

Nombre		STA II
Razón social	STA II S.A.	
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Cerrada	
Rut	77.729.726-0	
Dirección	Avenida Apoquindo 3885, piso 8, Las Condes, Santiago	
Teléfono	56 22 414 7010	
Capital suscrito y pagado	CLP 19.606 millones	
Objeto social	El objeto de la Sociedad es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía eléctrica; la explotación, desarrollo y comercialización de sistemas eléctricos, de su propiedad o de terceros, destinados a la transmisión y transformación de energía eléctrica y la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales, y ejecución de obras, relacionados con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su operación y desarrollo.	
Actividades que desarrolla	Realizar negocios relacionados principalmente de generación y comercialización de energía a través suyo o de otras empresas. Actualmente administra las inversiones de sus filiales SGA y Sagesa Gx	
Directorio	Presidente – Ivan Diaz Molina Vicepresidente – Jorge Adolfo Lesser Garcia-Huidobro Director – Juan Ignacio Parot Becker Director – Luz Granier Bulnes Director – Jonathan Reay Director – Ashley Munroe Director – Shama Naqushbandi Director – Igor Romitelli	
Principales ejecutivos	Francisco Alliende Arriagada – Gerente General Diego Alejandro Molina Henriquez – Gerente De Administracion Y Finanzas Sebastian Saez Rees – Gerente Legal Charles Andrew Naylor Del Rio – Gerente Desarrollo De Negocios Marcela Ellwanger Hollstein – Gerente De Planificacion, Gestion Y Riesgos Maria Dolores Labbe Daniel – Gerente De Personas Rodrigo Miranda Diaz – Gerente De Regulacion	
Relaciones comerciales	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.	

Estados Financieros Resumidos		
M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Activos Corrientes	24.034.139	20.920.539
Activos No Corrientes	65.499.471	62.846.128
Total Activos	89.533.610	83.766.667

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		
Pasivos Corrientes	20.648.581	15.839.463
Pasivos No Corrientes	29.077.021	28.897.656
Total Pasivos	49.725.602	44.737.119
Total Patrimonio Neto	39.808.008	39.029.548
Total Patrimonio Neto y Pasivos	89.533.610	83.766.667

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Margen Bruto	5.557.637	10.598.706
Ganancia (pérdida), antes de Impuesto	-3.040.935	5.843.336
Impuesto a las Ganancias	892.927	-1.609.412
Ganancia (pérdida)	-2.148.008	4.233.924

M\$	31-DIC-24	31-DIC-25
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	187.057	3.840.037
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	-5.012.539	-5.855.669
Flujos de Efectivos Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	5.755.328	751.789
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-10.590	3.587
Incremento (Disminución) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	919.256	-1.260.256
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Inicial	1.955.389	2.874.645
Efectivo y Equivalente al Efectivo, Saldo Final	2.874.645	1.614.389





PROPIEDADES E INSTALACIONES, MARCAS Y CONCESIONES

CONCESIONES

	Superficie (km2)	Cantidad de comunas
SAESA	15,122	51
FRONTEL	24,715	68
EDELAYSEN	620	9
LUZ OSORNO	4,361	8
Total	44,818	

MARCAS Y PATENTES
En la actualidad Grupo Saesa cuenta con 36 marcas registradas y en uso, a través de las cuales desarrolla distintas actividades relacionadas con el negocio eléctrico a lo largo de su zona de operaciones.

PROPIEDADES

Saesa	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores. Pequeñas centrales de generación eléctrica como respaldo.	13.458m (Líneas MT) 11.324 km (Líneas BT) 989 MVA (MT/MT) 42 centrales (21 MW)
Frontel	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores. Pequeñas centrales de generación eléctrica como respaldo.	18.489 km (Líneas MT) 15.380 km (Líneas BT) 602 MVA (MT/MT) 38 centrales (43 MW)
Luz Osorno	Plantas y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores. Pequeñas centrales de generación eléctrica como respaldo.	4.020 km (Líneas MT) 1.026 km (Líneas BT) 106 MVA (MT/MT) 1 central (1,6 MW)
Edelaysen	Plantas de generación y equipos, conformadas principalmente por postes y conductores. Líneas de Transmisión	328 km (Líneas AT) 2.403 km (Líneas MT) 1.115 km (Líneas BT) 82 MVA (MT/MT) 29 centrales de generación (73 MW)
Sagesa	Plantas de generación	18 centrales de generación (111 MW)
Saesa Innova	Plantas de generación	33 centrales diésel (46MW)

EMPRESA OPERADORA	SE PROPIA		SE TERCERO		Total SSEE operadas
	SSEE con transformación	SSEE seccionadoras	SSEE con paños	SSEE con transformación	
STA	73	10	9	3	95

7

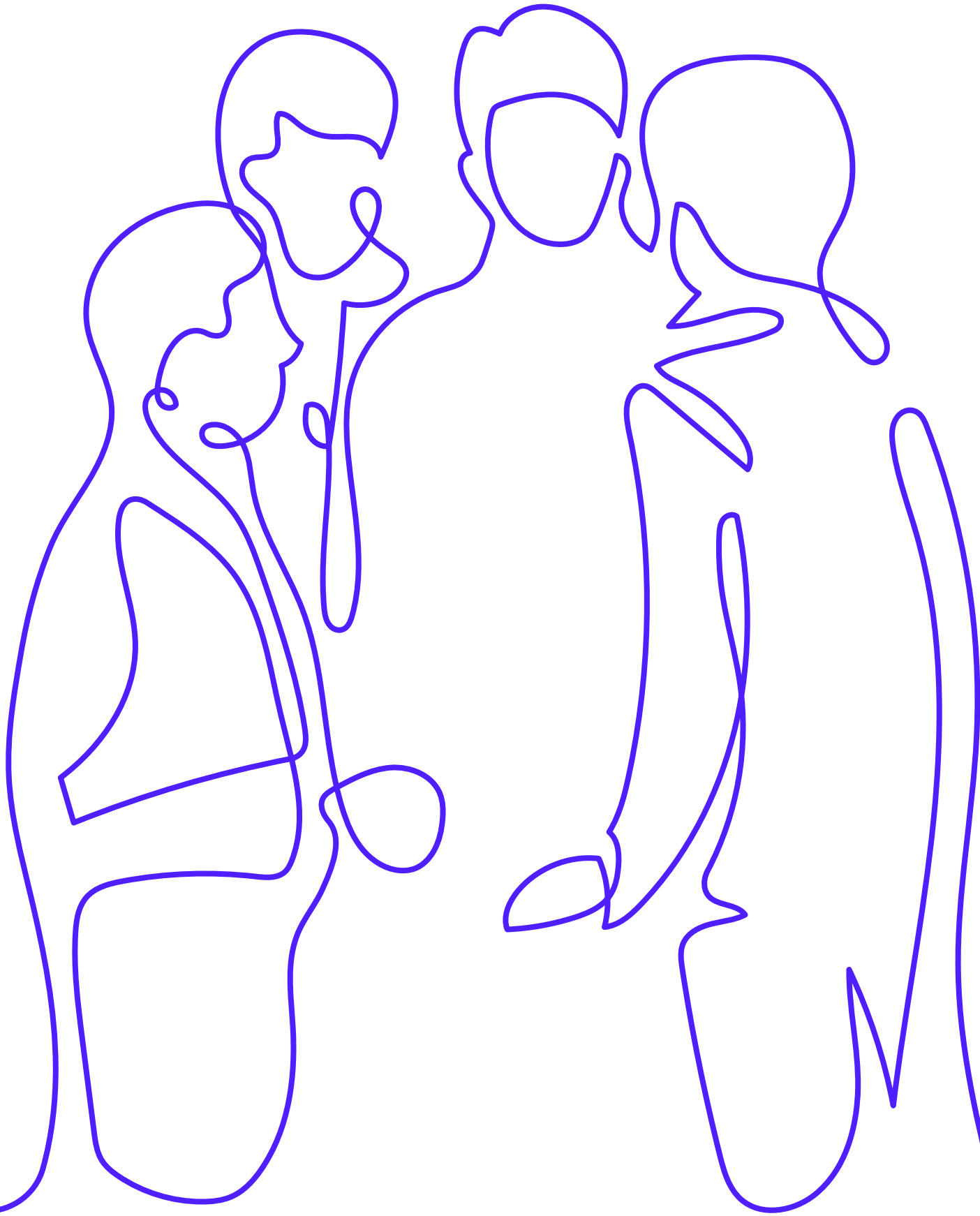
MÉTRICAS



- 172 Gobernanza
- 173 Personas
- 181 Salud y Seguridad
- 184 Proveedores



GOBERNANZA



Número personas por sexo	2025
Mujeres	3
Hombres	5
Total	8

Número de personas por rango de edad	2025
Menores a 30 años	-
Mujeres	-
Hombres	-
Entre 30 y 40 años	1
Mujeres	-
Hombres	1
Entre 41 y 50 años	3
Mujeres	1
Hombres	2
Entre 51 y 60 años	1
Mujeres	1
Hombres	-
Entre 61 y 70 años	3
Mujeres	1
Hombres	2
Mayor a 70 años	-
Mujeres	-
Hombres	-
Total	8

Número de personas por nacionalidad	2025
Chilena	4
Mujeres	1
Hombres	3
Brasileña	1
Mujeres	-
Hombres	1
Canadiense	2
Mujeres	1
Hombres	1
Británica	1
Mujeres	1
Hombres	-
Total	8

Número de personas por antigüedad en el cargo	2025
Menos de 3 años	2
Mujeres	1
Hombres	1
Entre 3 y 6 años	3
Mujeres	2
Hombres	1
Más de 6 y menos de 9 años	-
Mujeres	-
Hombres	-
Entre 9 y 12 años	-
Mujeres	-
Hombres	-
Más de 12 años	3
Mujeres	-
Hombres	3
Total	8



PERSONAS

DOTACIÓN INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR

Diversidad en la organización (Cargos y/o funciones NCG N°461)

Número de personas por sexo		2025									
	Siglas	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de Venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	EDELAYSEN	-	2	22	11	-	13	-	23	39	110
Mujeres		-	-	4	-	-	6	-	4	3	17
Hombres		-	2	18	11	-	7	-	19	36	93
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	LUZ OSORNO	-	-	4	2	-	4	-	12	4	26
Mujeres		-	-	-	-	-	4	-	3	-	7
Hombres		-	-	4	2	-	-	-	9	4	19
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	SGA	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Mujeres		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Hombres		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	STS	1	11	55	18	-	5	-	185	36	311
Mujeres		-	-	11	-	-	5	-	30	2	48
Hombres		1	11	44	18	-	-	-	155	34	263
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	SAGESA	-	-	1	-	-	-	-	-	-	1
Mujeres		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hombres		-	-	1	-	-	-	-	-	-	1



Diversidad en la organización (Cargos y/o funciones NCG N°461)

Número de personas por sexo		2025									
	Siglas	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de Venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	SAESA	10	29	166	63	–	50	–	349	60	727
Mujeres		2	6	33	–	–	31	–	119	6	197
Hombres		8	23	133	63	–	19	–	230	54	530
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	FRONTEL	–	14	104	66	–	36	–	186	60	466
Mujeres		–	6	25	–	–	22	–	48	2	103
Hombres		–	8	79	66	–	14	–	138	58	363
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	Innova	4	1	24	–	–	3	–	48	–	80
Mujeres		2	–	7	–	–	3	–	13	–	25
Hombres		2	1	17	–	–	–	–	35	–	55
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	STN	1	1	2	–	–	18	–	142	383	547
Mujeres		–	–	–	–	–	8	–	13	6	27
Hombres		1	1	2	–	–	10	–	129	377	520
Total		16	58	378	160	–	129	–	947	582	2.270
Mujeres		4	12	80	–	–	79	–	231	19	425
Hombres		12	46	298	160	–	50	–	716	563	1.845

Número de personas por sexo		2023									
	Siglas	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de Venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	IEDS	16	58	378	160	–	129	–	947	582	2.270
Mujeres		4	12	80	–	–	79	–	231	19	425
Hombres		12	46	298	160	–	50	–	716	563	1.845

Diversidad en la organización (Nacionalidades NCG N°461)

Número de personas por nacionalidad	2025									
	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de Venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Brasileña	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Mujeres	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Hombres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chilena	16	57	372	160	-	127	-	922	538	2.192
Mujeres	5	12	78	-	-	77	-	222	18	412
Hombres	11	45	294	160	-	50	-	700	520	1.780
Española	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Mujeres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hombres	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Argentina	-	-	2	-	-	-	-	-	-	2
Mujeres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hombres	-	-	2	-	-	-	-	-	-	2
Boliviana	-	-	-	-	-	-	-	-	14	14
Mujeres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hombres	-	-	-	-	-	-	-	-	14	14
Ecuatoriana	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Mujeres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hombres	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Peruana	-	1	-	-	-	-	-	2	2	5
Mujeres	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Hombres	-	1	-	-	-	-	-	-	2	3
Venezolana	-	-	3	-	-	2	-	17	16	38
Mujeres	-	-	1	-	-	2	-	5	1	9
Hombres	-	-	2	-	-	-	-	12	15	29
Colombiana	-	-	1	-	-	-	-	2	11	14
Mujeres	-	-	1	-	-	-	-	1	-	2
Hombres	-	-	-	-	-	-	-	1	11	12
Haitiana	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Mujeres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hombres	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Total	16	58	378	160	-	129	-	947	582	2.270
Mujeres	5	12	80	-	-	79	-	231	19	426
Hombres	11	46	298	160	-	50	-	716	563	1.844



Diversidad en la organización (Rango de Edades NCG N°461)

Número de personas por rango de edad	2025									
	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de Venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Menos de 30 años	–	–	6	16	–	11	–	110	76	219
Mujeres	–	–	1	–	–	7	–	31	4	43
Hombres	–	–	5	16	–	4	–	79	72	176
Entre 30 y 40	1	6	117	79	–	35	–	434	222	894
Mujeres	1	1	28	–	–	18	–	117	5	170
Hombres	–	5	89	79	–	17	–	317	217	724
Entre 41 y 50	6	36	180	49	–	35	–	273	157	736
Mujeres	3	8	41	–	–	25	–	59	6	142
Hombres	3	28	139	49	–	10	–	214	151	594
Entre 51 y 60	7	14	59	14	–	29	108	104	–	335
Mujeres	1	3	10	–	–	20	24	4	–	62
Hombres	6	11	49	14	–	9	84	100	–	273
Entre 61 y 70	2	2	16	2	–	18	20	21	–	81
Mujeres	–	–	–	–	–	8	–	–	–	8
Hombres	2	2	16	2	–	10	20	21	–	73
Más de 70 años	–	–	–	–	–	1	2	2	–	5
Mujeres	–	–	–	–	–	1	–	–	–	1
Hombres	–	–	–	–	–	–	2	2	–	4
Total	16	58	378	160	–	129	130	944	455	2.270
Mujeres	5	12	80	–	–	79	24	211	15	426
Hombres	11	46	298	160	–	50	106	733	440	1.844



Diversidad en la organización (Antigüedad Laboral NCG N°461)

Número de personas por antigüedad laboral	2025									
	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de Venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Menos de 3 años	1	7	29	24	–	30	–	291	253	635
Mujeres	–	–	5	–	–	19	–	74	6	104
Hombres	1	7	24	24	–	11	–	217	247	531
Entre 3 y 6 años	4	9	84	37	–	33	–	297	228	692
Mujeres	2	3	20	–	–	18	–	78	8	129
Hombres	2	6	64	37	–	15	–	219	220	563
Más de 6 y menos de 9 años	–	7	61	22	–	18	–	109	28	245
Mujeres	–	2	11	–	–	7	–	23	3	46
Hombres	–	5	50	22	–	11	–	86	25	199
Entre 9 y 12 años	2	9	54	32	–	8	–	77	20	202
Mujeres	–	1	12	–	–	6	–	24	–	43
Hombres	2	8	42	32	–	2	–	53	20	159
Más de 12 años	9	26	150	45	–	40	–	173	53	496
Mujeres	3	6	32	–	–	29	–	32	2	104
Hombres	6	20	118	45	–	11	–	141	51	392
Total	16	58	378	160	–	129	–	947	582	2.270
Mujeres	5	12	80	–	–	79	–	231	19	426
Hombres	11	46	298	160	–	50	–	716	563	1.844



Diversidad en la organización (Personas con discapacidad NCG N°461)

Número de personas con capacidades diferentes		2025									
	Siglas	Alta Gerencia	Gerencia	Jefatura	Operario	Fuerza de Venta	Administrativo	Auxiliar	Otros profesionales	Otros técnicos	Total
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	EDELAYSEN	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Mujeres		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Hombres		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	STS	-	-	-	-	-	-	-	3	-	3
Mujeres		-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
Hombres		-	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	SAESA	-	-	1	-	-	4	-	3	-	8
Mujeres		-	-	-	-	-	2	-	1	-	3
Hombres		-	-	1	-	-	2	-	2	-	5
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	FRONTEL	-	-	1	1	-	2	-	3	-	7
Mujeres		-	-	-	-	-	1	-	3	-	4
Hombres		-	-	1	1	-	1	-	-	-	3
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	STN	-	-	-	-	-	4	-	-	1	5
Mujeres		-	-	-	-	-	1	-	-	1	2
Hombres		-	-	-	-	-	3	-	-	-	3
Total		-	-	2	1	-	10	-	10	1	24
Mujeres		-	-	-	-	-	4	-	6	1	11
Hombres		-	-	2	1	-	6	-	4	-	13



Formalidad laboral (NCG N°461)

Tipo de contrato	2025							
	Indefinido		Plazo fijo		Por obra o faena		Honorarios	
	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%
Mujeres	402	94%	–	0%	24,00	6%	–	0%
Hombres	1.708	93%	20	1%	116,00	6%	–	0%
Total	2.110	93,0%	20	0,9%	140	6,2%	–	0,0%

Flexibilidad laboral (NCG N°461)

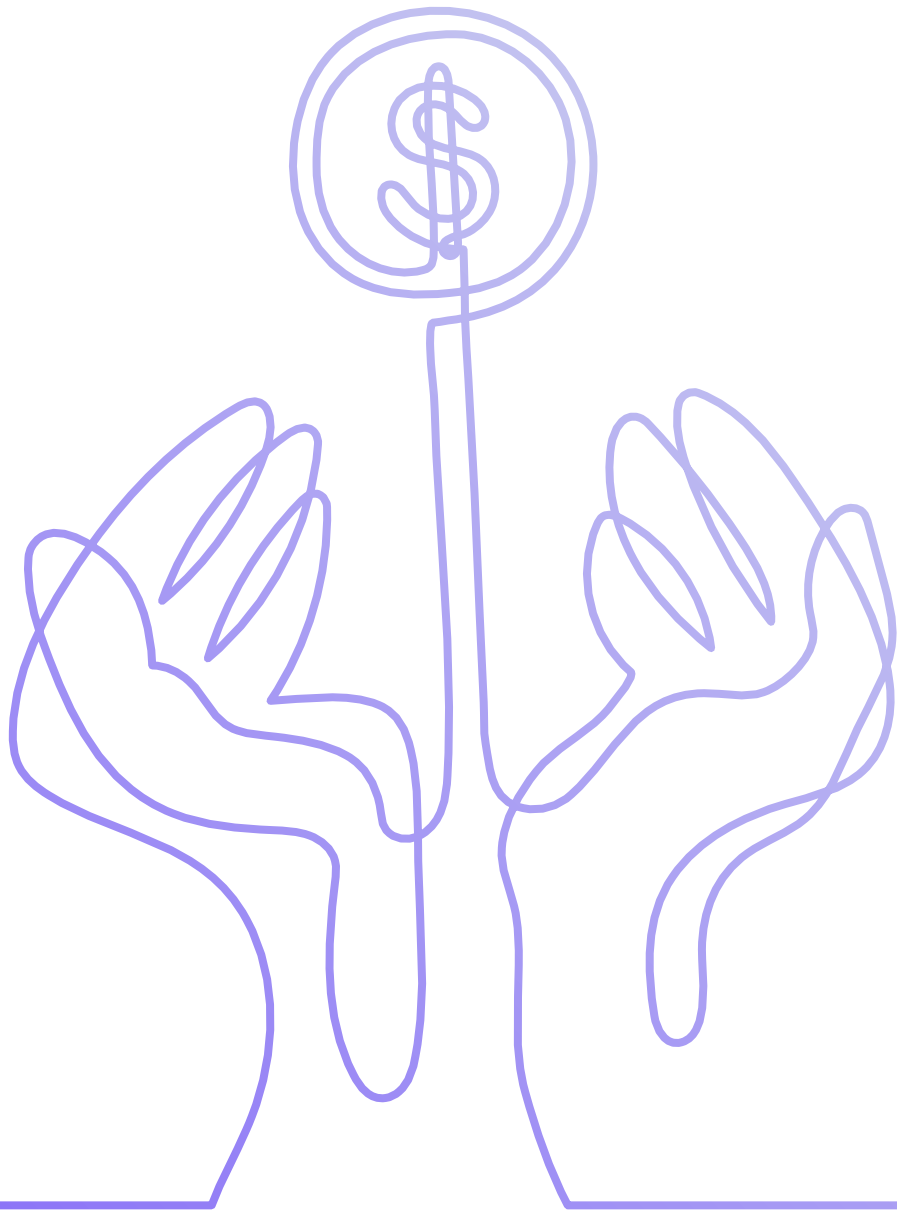
Tipo de contrato	2025											
	Personas con jornada ordinaria de trabajo		Personas con jornada a tiempo parcial		Personas en teletrabajo total		Personas en teletrabajo parcial		Personas con pactos de adaptabilidad para trabajadores con responsabilidades familiares		Personas con bandas de horas para personas que tengan al cuidado niños o niñas de hasta 12 años	
	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%	N°	%
Mujeres	128	–	–	–	1	–	164	–	6	–	23	–
Hombres	1.231	–	–	–	1	–	272	–	7	–	27	–
Total	1.359	75,6%	–	0,0%	2	0,1%	436	24,3%	13	0,7%	50	2,8%





Equidad salarial (NCG N°461)

Brecha salarial mujeres por categoría de funciones (*)	2025	
	Media	Mediana
Alta Gerencia	62%	82%
Gerencia	89%	78%
Jefatura	90%	94%
Operario	N/A	N/A
Fuerza de Venta	N/A	N/A
Administrativo	93%	92%
Auxiliar	N/A	N/A
Otros profesionales	79%	77%
Otros técnicos	84%	78%
Total	92,0%	94,0%



Capacitación (NCG N°461)

	Alta Gerencia				Gerencia		Jefatura		Operario	
	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas
Hombres	91.136	1267	2710	18	9946	34	24456	278	7872	160
Mujeres	34.140	373	1128	4	3330	11	6831	73	0	0
Total	125.276	1.640	3.838	22	13.276	45	31.287	351	7.872	160

	Fuerza de Venta		Administrativo		Auxiliar		Otros profesionales		Otros técnicos	
	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas	Horas de capacitación	N° de personas total capacitadas
Hombres	0	0	1410	40	0	0	44742	737	0	0
Mujeres	0	0	4411	68	0	0	18440	217	0	0
Total	–	–	5.821	108	–	–	63.182	954	–	–

SALUD Y SEGURIDAD

SEGURIDAD LABORAL (SEGÚN NCG°519)

Considera solo trabajadores contratados

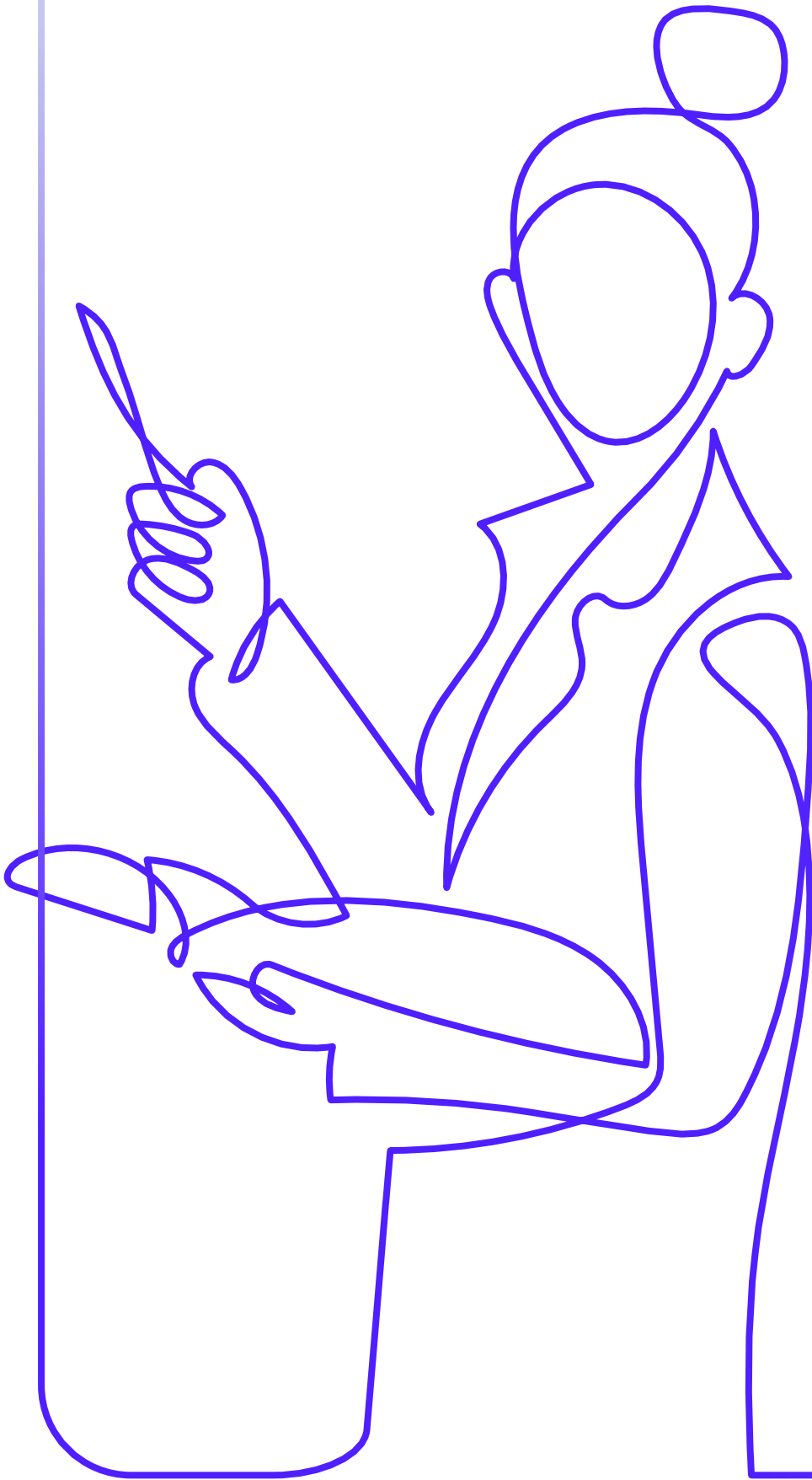
Tasa de Accidentalidad (NCG N°519)

Sociedad	Rut	Tasa de Accidentalidad		
		# de Accidentes de Trabajo	Número de Trabajadores	Total (multiplicado por 100)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	3	1.640	0,18
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	1	466	0
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	727	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	26	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	2	110	2
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	311	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

Tasa Fatalidad (NCG N°519)

Sociedad	Rut	Tasa Fatalidad		
		# de Fatalidades (por accidentes de Trabajo)	Número de Trabajadores	Total (multiplicado por 100.000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	-	1.640	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	-	466	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	727	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	26	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	110	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	311	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-





Tasa Enfermedades Profesionales (NCG N°519)

Sociedad	Rut	Tasa Enfermedades Profesionales		
		# de enfermedades profesionales	Número de Trabajadores	Total (multiplicado por 100)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	-	1.640	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	-	466	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	727	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	26	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	110	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	311	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

Promedio días perdidos por accidentes (NCG N°519)

Sociedad	Rut	Promedio días perdidos por accidentes		
		# días perdidos por accidentes	# de accidentes de trabajo	Total
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Consolidado)	77.227.557-9	17	3	6
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	2	1	2
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	-	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	-	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	15	2	8
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	-	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	-	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	-	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	-	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	-	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

SEGURIDAD LABORAL
(ESTÁNDAR SASB)

Incluye contratistas y
empleados directos

Tasa de Accidentalidad (Incident Rate – TRIR)

Sociedad	Rut	Tasa de Accidentalidad		
		# de Accidentes de Trabajo	Total de horas laborales	Total (multiplicado por 200.000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Individual)	77.227.557-9	28	1.683.360	3,33
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	9	475.860	3,78
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	6	673.680	1,78
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	5.460	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	6	137.760	8,71
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4		-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	4	252.420	3,17
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	630	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	1	63.000	3,17
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	29.190	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	2	45.360	8,82
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-

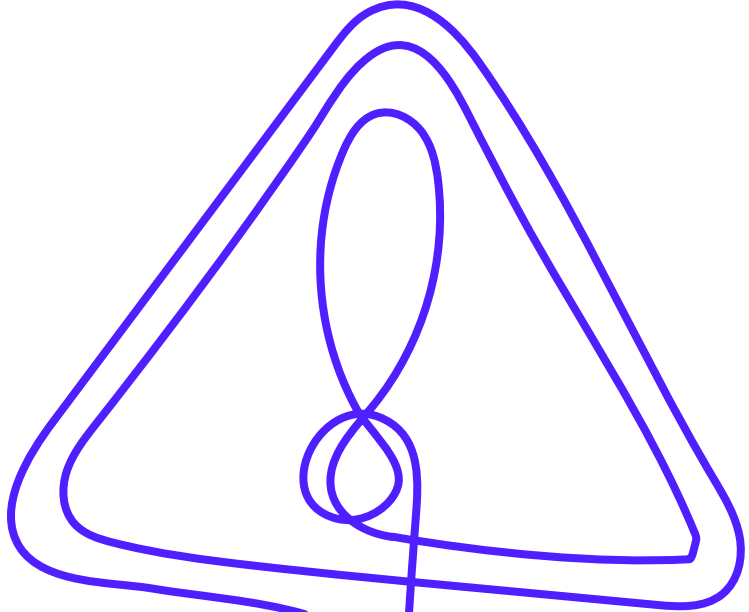
Tasa Fatalidad (Fatality Rate)

Sociedad	Rut	Tasa Fatalidad		
		# de Fatalidades (por accidentes de Trabajo)	Total de horas laborales	Total (multiplicado por 200.000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Individual)	77.227.557-9	1	1.683.360	0,12
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	1	475.860	0,42
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	673.680	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	5.460	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	137.760	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	252.420	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	630	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	63.000	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	29.190	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	45.360	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-



Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (near miss frequency rate – NMFR)

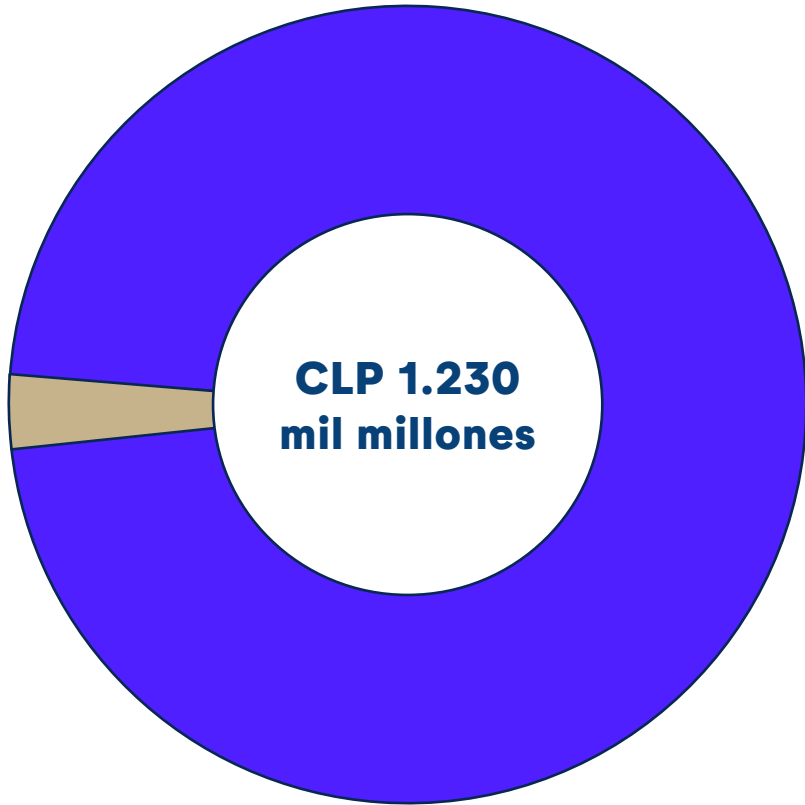
Sociedad	Rut	Tasa Fatalidad		
		# de enfermedades profesionales	Total de horas laborales	Total (multiplicado por 200.000)
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. (Individual)	77.227.557-9	-	1.683.360	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (FRONTEL)	76.073.164-1	-	475.860	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA)	76.073.162-5	-	673.680	-
Compañía Eléctrica de Osorno S.A. (LUZ OSORNO)	95.531.500-4	-	5.460	-
Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (EDELAYSEN)	88.272.600-2	-	137.760	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A. (STA)	77.122.643-4	-	-	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)	77.312.201-6	-	252.420	-
Sistema de Transmisión del Centro (STC)	76.440.111-5	-	-	-
Sistema de Transmisión del Norte (STN)	76.410.374-2	-	630	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (SATT)	76.519.747-3	-	63.000	-
Línea de Transmisión Cabo Los Leones S.A. (Cabo Los Leones)	76.429.813-6	-	-	-
Tolchén Transmisión SpA	76.389.448-7	-	-	-
Sagesa S.A. (SAGESA TX)	77.729.726-0	-	29.190	-
Saesa Generación S.A. (SAGESA)	76.186.388-6	-	45.360	-
Sociedad Generadora Austral S.A. (SGA)	99.528.750-1	-	-	-
Saesa Innova Soluciones SpA (Innova)	77.227.565-K	-	-	-



PROVEEDORES

MONTO PAGADO SEGÚN ORIGEN

3%
Proveedores Internacionales
502 facturas

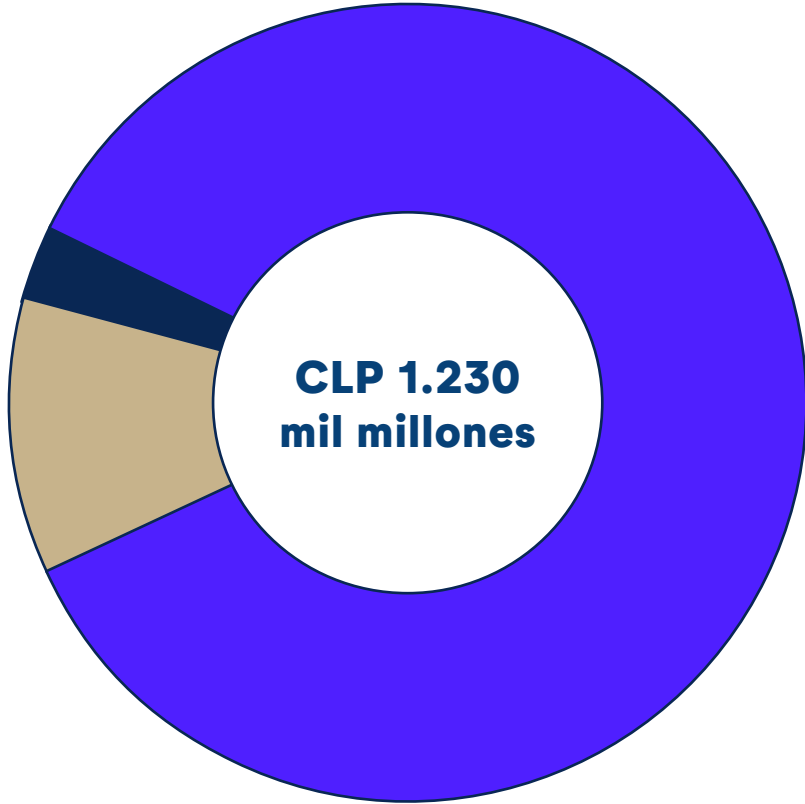


97%
Proveedores Nacionales
98.453 facturas

PLAZO DE PAGO

3%
Más de 60 días

11%
Entre 31 y 60 días



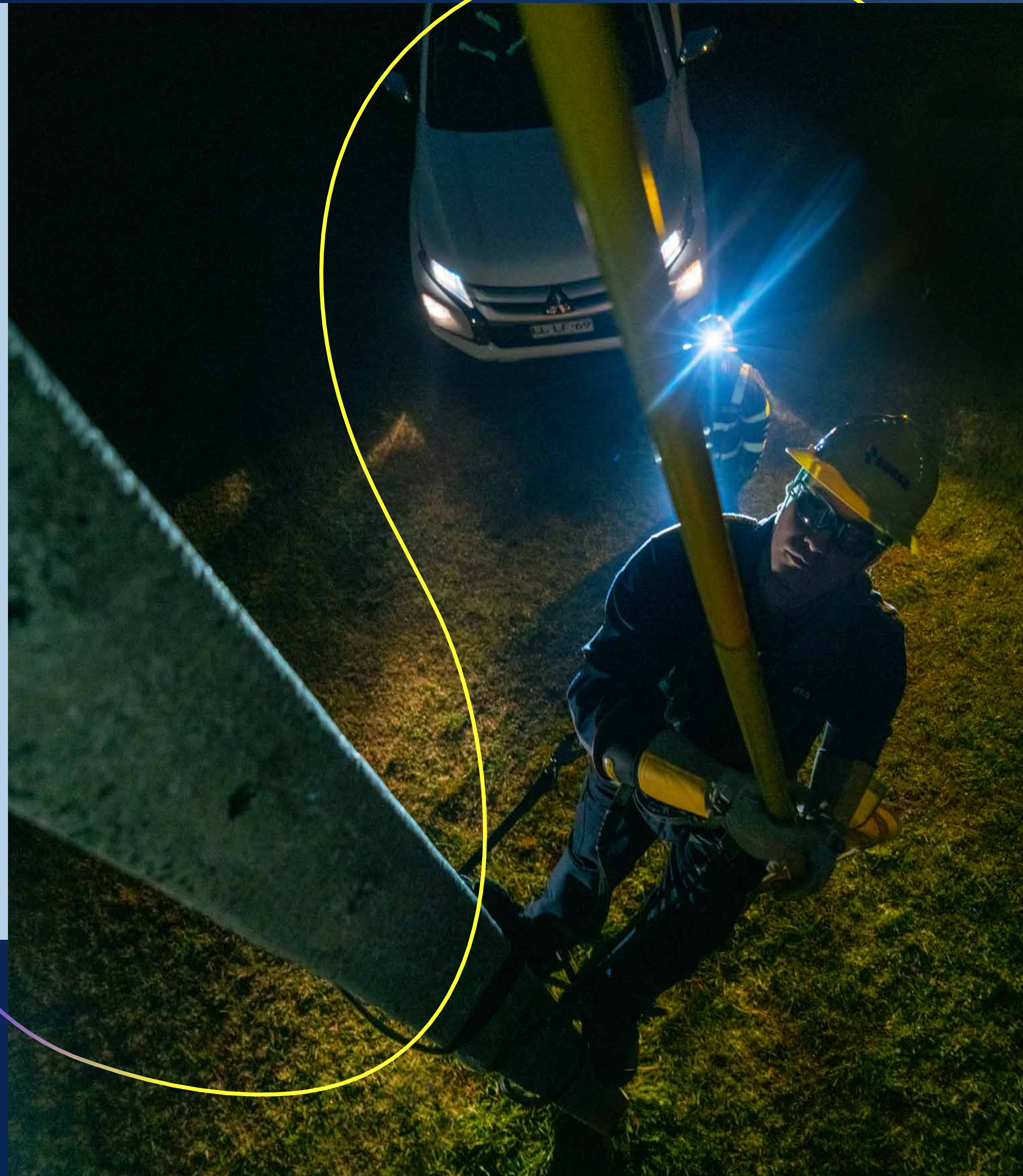
86%
Menos de 30 días

Se realizaron pagos a 6.419
proveedores durante 2025

ANEXOS

8

- 186** Materialidad
- 188** Indicadores de Sostenibilidad
- 192** Índice NCG 519
- 198** Declaración de Responsabilidad
- 199** Información Financiera



MATERIALIDAD

Grupo Saesa considera que la participación de las partes interesadas es fundamental para la creación de valor compartido, la búsqueda activa de un diálogo abierto con sus grupos de interés le permite alinearse a sus expectativas y responder en consecuencia.

En 2023 realizó la actualización de su materialidad conforme a la metodología de GRI, la que tuvo como objetivo levantar los temas relevantes estos grupos, identificar los principales riesgos e impactos económicos, ambientales y sociales que pueden afectar el cumplimiento de los objetivos y alinear su estrategia de sostenibilidad con las expectativas de sus partes interesadas y consecuentemente, gestionarlos proactivamente mitigando eventuales riesgos. Además, este proceso resulta fundamental para construir una visión conjunta de las problemáticas más relevantes, responder proactivamente a las preocupaciones, identificar posibles áreas de compromiso, estar al tanto de las tendencias y las expectativas del mercado, y encontrar soluciones eficientes.

Grupos de interés	Definición	Temas materiales que afectan a cada grupo de interés
Reguladores	Este grupo incluye a: • Organismos de Gobiernos que se relaciona con el Grupo Saesa. • CMF, SEC, Ministerio de Energía; Ministerio de Medio Ambiente entre otros. • Otras autoridades gubernamentales. • Municipalidades.	- Cumplimiento del marco normativo y regulatorio. - Relacionamiento con la autoridad. - Cumplimiento fiscal. - Protección de datos y ciberseguridad. - Normas de transparencia y calidad de la información. - Calidad de la infraestructura y seguridad. - Continuidad operacional. - Prácticas de Gobierno Corporativo. - Salud y seguridad laboral. - Riesgo de cambio climático. - Relacionamiento con Sindicatos.
Sociedad Civil	Este grupo representa a los actores de la sociedad civil, comunidad organizada, asociaciones gremiales, ONG donde opera la Compañía;	- Relacionamiento comunitario. - Cobertura programas sociales. - Integración emprendedores locales. - Impactos ambientales. - Accesibilidad de la energía. - Medición de las emisiones. - Cuidado biodiversidad. - Continuidad operacional. - Relacionamiento con Sindicatos.
Clientes y usuarios finales	En este grupo se incluyen a los clientes del segmento distribución, transmisión, generación y otros.	- Calidad del servicio. - Satisfacción del cliente; - Dialogo y vínculo cercano con clientes y usuarios finales. - Información transparente y clara a los clientes; - Accesibilidad de la energía;
Comunidad Financiera	En este grupo se incluyen a actores de la comunidad financiera: analistas, clasificadores de riesgo, bancos acreedores, accionistas y bonistas.	- Sólida gobernanza y gestión de riesgos. - Ética y cumplimiento. - Transparencia e integridad. - Gestión del impacto del riesgo de cambio climático. - Cumplimiento normativo. - Solvencia financiera.
Colaboradores	Corresponde a la dotación consolidada que cuenta con contrato a plazo fijo o indefinido.	- Sólida gobernanza. - Relacionamiento con sindicatos. - Ética y cumplimiento. - Transparencia e integridad. - Inclusión y diversidad. - Salud y seguridad laboral. - Clima laboral, condiciones laborales y desarrollo. - Bienestar de colaboradores. - Flexibilidad laboral. - Desarrollo profesional.
Contratistas y proveedores	En este grupo se incluye a: • Contratistas; • Proveedores, • Socios comerciales;	- Desafíos de suministro; - Oportunidades de crecimiento e innovación - Condiciones de trabajo (salarios, salud y seguridad, y otros temas laborales; - Relacionamiento con contratistas y proveedores - Relacionamiento con Sindicatos; - Salud y seguridad laboral;





TEMAS MATERIALES



Dimensión Económica y Gobernanza

Gestión de proveedores y contratistas	
Gestión de riesgos	
Continuidad y eficiencia operacional	
Calidad y seguridad de la infraestructura	
Innovación, transformación digital y tecnología	
Cambios regulatorios y normativos	
Gestión del servicio a los clientes	
Accesibilidad de la energía	
Prácticas de Gobierno Corporativo	
Gestión Compliance y Cumplimiento normativo y regulatorio	



Dimensión Social

Relacionamiento con la autoridad	
Vinculación con sus comunidades	
Gestión de la relación con los sindicatos	
Salud y seguridad de trabajadores y contratistas	
Diversidad, Equidad e Inclusión (DEI)	
Bienestar de los trabajadores	
Cambio climático y biodiversidad	



Dimensión ambiental

Cumplimiento normativo medioambiental	
Gestión de emisiones y medición huella de carbono	

Pilares de la Estrategia de Sostenibilidad:

- Operación Responsable
- Sintonía con las personas y el entorno
- Impulsando la transición energética





INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD

Emisiones

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-110a.1	Emisiones totales brutas de alcance 1	Cuantitativo	Toneladas métricas (t) de CO ₂ -e	Al cierre del presente documento, la sociedad se encuentra trabajando en el reporte de emisiones, que estará publicado durante el presente año.
IF-EU-110a.1	Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de limitación de emisiones	Cuantitativo	Porcentaje (%)	Al cierre del presente documento, la sociedad se encuentra trabajando en el reporte de emisiones, que estará publicado durante el presente año.
IF-EU-110a.1	Porcentaje de las emisiones brutas de alcance 1 cubierto por las regulaciones de notificación de emisiones	Cuantitativo	Porcentaje (%)	Al cierre del presente documento, la sociedad se encuentra trabajando en el reporte de emisiones, que estará publicado durante el presente año.
IF-EU-110a.2	Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a los suministros de energía	Cuantitativo	Toneladas métricas (t) de CO ₂ -e	Al cierre del presente documento, la sociedad se encuentra trabajando en el reporte de emisiones, que estará publicado durante el presente año.
IF-EU-110a.3	Análisis de la estrategia o plan a largo y corto plazo para gestionar las emisiones de alcance 1, objetivos de reducción de emisiones y análisis de los resultados en relación con esos objetivos	Debate y análisis	Cualitativo	La compañía cuenta con una estrategia de gestión de emisiones de Alcance 1 y 2 con una meta de reducción al 2032, sustentada en más de diez iniciativas y proyectos orientados a disminuir las emisiones, tales como el fortalecimiento de redes para reducir pérdidas, el desarrollo de proyectos de generación renovable, la incorporación de sistemas de almacenamiento en baterías y otras mejoras operacionales. En conjunto, estas iniciativas permitirían alcanzar una reducción estimada del 61% en las emisiones de Alcances 1 y 2.

Calidad del aire

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 1) NOx (excepto el N2O)	Cuantitativo	Tonelada métrica	3506,4
IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 2) Sox	Cuantitativo	Tonelada métrica	227,1
IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 3) material particulado (PM10)	Cuantitativo	Tonelada métrica	134,3
IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 4) plomo (Pb)	Cuantitativo	Tonelada métrica	sin emisiones
IF-EU-120a.1	Emisiones a la atmósfera de los siguientes contaminantes: 5) mercurio (Hg)	Cuantitativo	Tonelada métrica	sin emisiones
IF-EU-120a.1	El porcentaje de cada uno de ellos en o cerca de zonas densamente pobladas	Cuantitativo	Porcentaje (%)	0%



Gestión del agua

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-140a.1	(1) Total de agua extraída	Cuantitativo	Mil metros cúbicos (m³)	761.528.523
IF-EU-140a.1	(2) total de agua consumida	Cuantitativo	Mil metros cúbicos (m³)	64.260
IF-EU-140a.1	(3) porcentaje de cada una en regiones con un estrés hídrico inicial alto o extremadamente alto	Cuantitativo	Porcentaje (%)	0,0002%
IF-EU-140a.2	Número de incidentes de no conformidad relacionados con permisos, estándares y reglamentos de cantidad o calidad del agua	Cuantitativo	Número	0
IF-EU-140a.3	Descripción de los riesgos de la gestión del agua y análisis de las estrategias y las prácticas para mitigarlos	Debate y análisis	Cualitativo	No se identifican riesgos que deban ser mitigados. La mayor proporción (99,9%) por agua extraída corresponde al uso para generación hidroeléctrica en la región de Aysén, donde el agua es devuelta misma zona de captación de la que fue extraída. El consumo de agua corresponde al uso en oficinas y baños.

Gestión de las cenizas de carbón

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-150a.1	Cantidad de residuos generados por la combustión del carbón (RCC)	Cuantitativo	Toneladas métricas (t)	La compañía no cuenta con capacidad instalada cuya fuente de generación sea carbón
IF-EU-150a.1	Porcentaje reciclado	Cuantitativo	Porcentaje (%)	La compañía no cuenta con capacidad instalada cuya fuente de generación sea carbón
IF-EU-150a.3	Descripción de las políticas y procedimientos de gestión de productos de combustión del carbón (PCC) para operaciones activas e inactivas	Debate y análisis	Cualitativo	La compañía no cuenta con capacidad instalada cuya fuente de generación sea carbón

Asequibilidad de la energía

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-240a.1	Tarifa eléctrica promedio al por menor para clientes (1) residenciales, (2) comerciales y (3) industriales	Cuantitativo	Rate	"-Residencial CLP\$242,4 / KWh -Comercial CLP\$180,4 / KWh -Industrial CLP\$114,4 / KWh"
IF-EU-240a.3	Número de cortes de suministro eléctrico de los clientes residenciales por falta de pago	Cuantitativo	Número	205,579
IF-EU-240a.3	Porcentaje reconectado antes de 30 días	Cuantitativo	Porcentaje (%)	80,5%
IF-EU-240a.4	Análisis del efecto de los factores externos en la asequibilidad de la electricidad para los clientes, incluidas las condiciones económicas del territorio de servicio	Debate y análisis	n/a	El compromiso de las empresas de Grupo Saesa por contribuir al progreso y bienestar de las comunidades donde opera es permanente, así se refleja en la participación de los programas de Electrificación Rural, donde en un trabajo trisectorial del Gobierno de Chile, el Grupo Saesa 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.



Salud y seguridad de la fuerza laboral

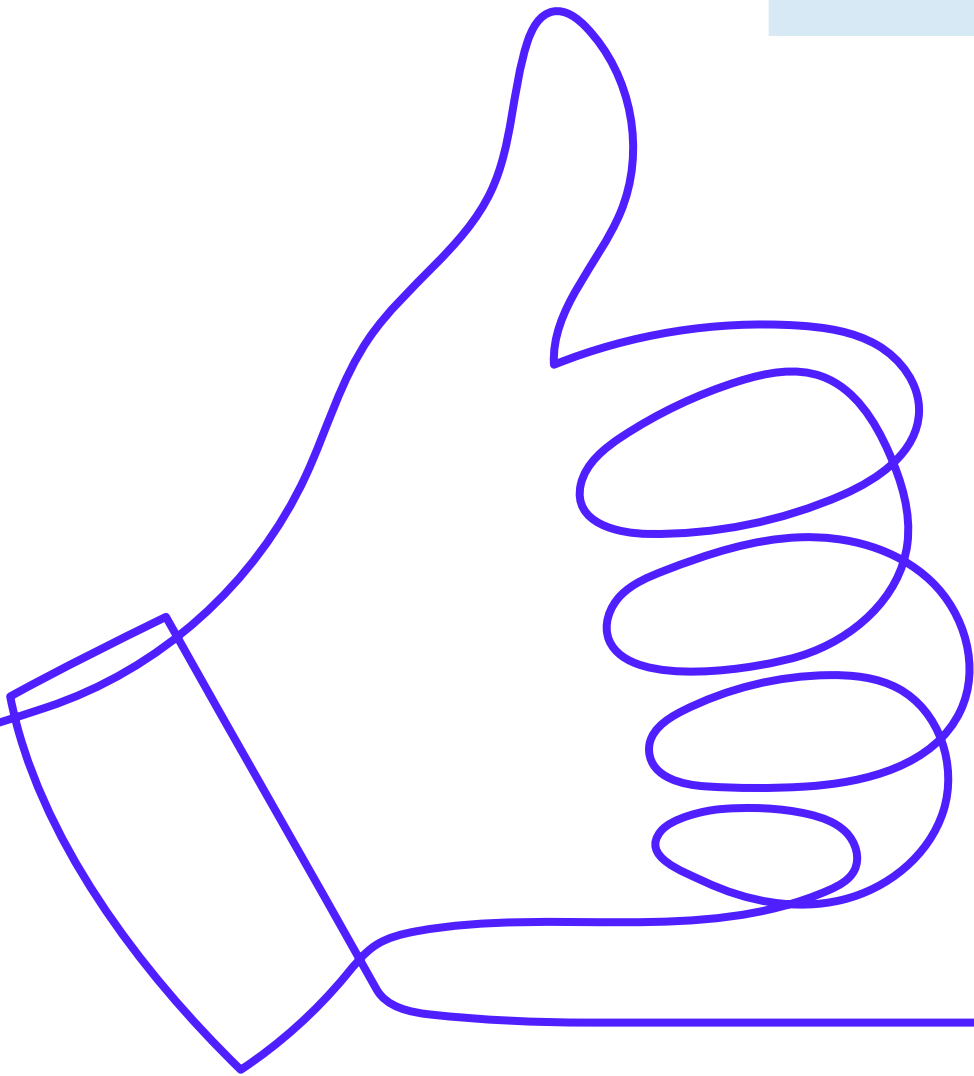
Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-320a.1	(1) Tasa total de incidentes registrables (TRIR)	Cuantitativo	Tasa de frecuencia	3,33
IF-EU-320a.1	(2) Tasa de mortalidad	Cuantitativo	Tasa de frecuencia	0,12
IF-EU-320a.1	(3) Tasa de frecuencia de cuasi accidentes (NMFR), para empleados directos y contratistas	Cuantitativo	Tasa de frecuencia	0

Eficiencia del uso final y demanda

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-420a.2	Porcentaje de carga eléctrica suministrada con tecnología de red eléctrica inteligente	Cuantitativo	Porcentaje (%) por megavatios hora (MWh)	No aplica
IF-EU-420a.3	Ahorro de electricidad por parte de los clientes, gracias a las medidas de eficiencia, por cada mercado	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	No aplica

Seguridad nuclear y gestión de las emergencias

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-540a.1	Número total de unidades de energía nuclear, desglosado por los resultados de la revision de seguridad independiente mas reciente	Cuantitativo	Número	No Aplica
IF-EU-540a.2	Descripción de las iniciativas para gestionar la seguridad nuclear y la preparación ante situaciones de emergencia	Debate y análisis	n/a	No Aplica





Resistencia de la red eléctrica

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-550a.1	Número de incidentes de no conformidad de los estándares o reglamentos de seguridad física o cibernética	Cuantitativo	Número	0
IF-EU-550a.2	(1) Índice de duración de la interrupción media del sistema (SAIDI), (2) Índice de frecuencia de la interrupción media del sistema (SAIFI), y (3) Índice de duración de la interrupción media del cliente (CAIDI), que incluye los días en los que se produzcan sucesos graves	Cuantitativo	"Minutos, número"	"SAIDI: 13,9 horas SAIFI: 4,0 veces"

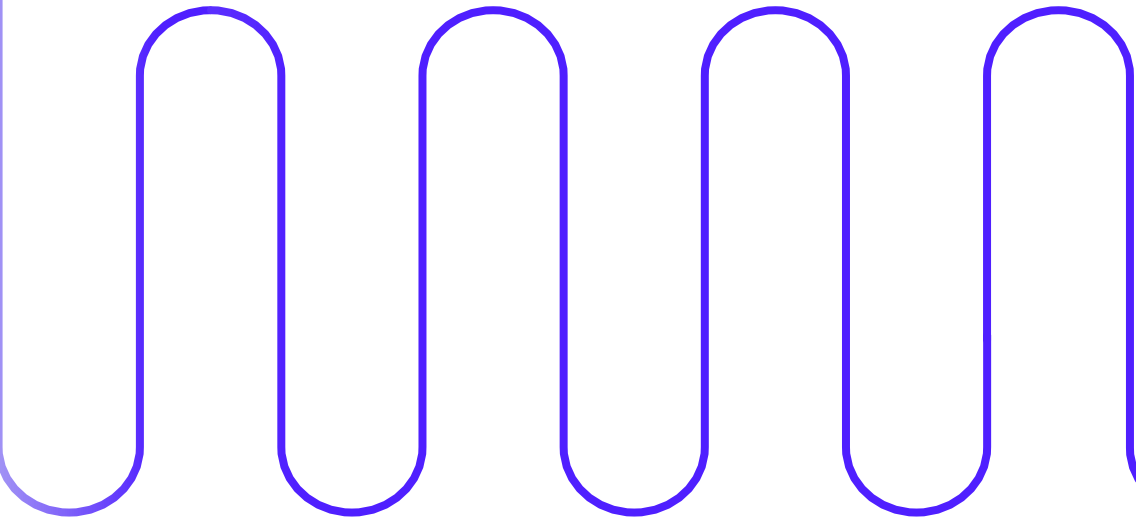
Parámetros de actividad

Código	Parámetro de contabilidad	Categoría	Unidad de medida	EDS
IF-EU-000.A	Número de: clientes (1) residenciales, (2) comerciales e (3) industriales atendidos	Cuantitativo	Número	"-Residencial: 986.801 -Comerciales: 52.853 -Industriales: 4.788"
IF-EU-000.B	La electricidad total suministrada a: (1) los clientes residenciales, (2) los clientes comerciales, (3) los clientes industriales, (4) todos los demás clientes minoristas y (5) los clientes mayoristas	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	"-Residencial: 1.626.731 -Comerciales: 1.283.425 -Industriales: 982.210"
IF-EU-000.C	Longitud de las líneas de transmisión y distribución	Cuantitativo	Kilómetros (km)	"-Distribución: 67.254 -Transmisión: 2.361"
IF-EU-000.D	Total de electricidad generada, porcentaje por principal fuente de energía, porcentaje en los mercados regulados	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh), Porcentaje (%)	"Total: 296,2 GWh Térmica: 46,3% Hidroeléctrica: 42,4% Solar: 10,0% Eólica: 1,3% El 100% del mercado eléctrico en Chile está sujeto a la regulación."
IF-EU-000.E	Total de energía adquirida en el mercado mayorista	Cuantitativo	Megavatios hora (MWh)	3.671.397 MWh

ÍNDICE NCG 519

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
2	Perfil de la entidad		
2.1	Misión, visión, propósito y valores	Capítulo 1, La Compañía en una mirada	14
2.2	Información histórica	Capítulo 1, La Compañía en una mirada	9
2.3	Propiedad	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	22
2.3.1	Situación de control	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	22
2.3.2	Cambios importantes en la propiedad o control	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	23
2.3.3	Identificación de socios o accionistas mayoritarios	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	22
2.3.4	Acciones, sus características y derechos	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	22
2.3.4 i.	Descripción de las series de acciones	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	22
2.3.4 ii.	Política de dividendos	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	140
2.3.4 iii.	Información estadística	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	141
2.3.4 iii. a.	Dividendos	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	141
2.3.4 iii. b.	Transacciones en bolsas	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	141
2.3.4 iii. c.	Número de accionistas	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	22
2.3.5	Otros Valores	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	141

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
3	Gobierno corporativo		
3.1	Marco de gobernanza	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	20
3.1 i.	Buen funcionamiento del Gobierno Corporativo	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	19
3.1 ii.	Enfoque de sostenibilidad en los negocios	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	21
3.1 iii.	Detección y gestión de conflictos de interés	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	39
3.1 iv.	Intereses de los grupos de interés	Capitulo 8: Anexos	186
3.1 v.	Promoción de la innovación	Capítulo 3: Estrategia y negocios	72
3.1 vi.	Reducción de barreras organizacionales	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	94
3.1 vii.	Identificación de capacidades y conocimientos	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	100
3.1 vii.	Organigrama	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	20



Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
3.2	Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	24
3.2 i.	Identificación miembros del Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	24
3.2 ii.	Ingresos de los miembros del Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	28
3.2 iii.	Política de contratación de expertos	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	28
3.2 iv.	Matriz de conocimientos del Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	27
3.2 v.	Procedimientos de inducción de nuevos miembros del Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	29
3.2 vi.	Periodicidad de reuniones con Riesgos, Auditoría Interna y Auditoria Externa	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	29
3.2 vii.	Cómo se informa respecto a materias ambientales, sociales y de cambio climático	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	30
3.2 viii.	Visitas a terreno	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	30
3.2 ix.	Evaluación del Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	30
3.2 ix. a.	Áreas de capacitación	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	30
3.2 ix. b.	Detección y reducción de barreras organizacionales	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	30
3.2 ix. c.	Contratación de asesorías de expertos para evaluación del desempeño y funcionamiento del Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	29
3.2 x.	Número mínimo de reuniones ordinarias	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	29
3.2 xi.	Cambio en su forma de organización interna y funcionamiento	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	30

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
3.2 xii.	Sistema de información	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	28
3.2 xiii.	Conformación del Directorio	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	24
3.2 xiii. a.	Número total de directores	Capítulo 7 : Métricas	172
3.2 xiii. b.	Número de directores por nacionalidad	Capítulo 7 : Métricas	172
3.2 xiii. c.	Número de directores por rango de edad	Capítulo 7 : Métricas	172
3.2 xiii. d.	Número de directores por antigüedad	Capítulo 7 : Métricas	172
3.2 xiii. e.	Número de directores en situación de discapacidad	Capítulo 7 : Métricas	172
3.2 xiii. f.	Brecha salarial por sexo	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	28
3.3	Comités del Directorio	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	
3.3 i.	Descripción del rol y funciones del Comité de Directores	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	
3.3 ii.	Identificación de los miembros del Comité de Directores	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	
3.3 iii.	Ingresos de los miembros de cada comité en forma comparativa	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	
3.3 iv.	Identificación de las principales actividades del Comité de Directores	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	
3.3 v.	Políticas para la contratación de asesorías y gastos del Comité de Directores	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	



Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
3.3 vi.	Periodicidad con la que el Comité de Directores se reúne con las unidades de Riesgo, Auditoría Interna y Auditoría Externa	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	
3.3 vii.	Periodicidad con que cada comité reporta al Directorio	No aplica por que la entidad no requiere tener Comité de Directores Art. 40 bis Ley 18.046.	
3.4	Ejecutivos principales	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	31
3.4 i.	Información básica de cada ejecutivo	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	31
3.4 ii.	Remuneración de los ejecutivos en forma comparativa	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	34
3.4 iii.	Planes de compensación o beneficios especiales	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	34
3.4 iv.	Porcentaje de participación en la propiedad del emisor que posean los ejecutivos y directores	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	34
3.5	Adherencia a códigos nacionales o internacionales	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	19
3.6	Gestión de riesgos	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	42
3.6 i.	Directrices del Directorio sobre las políticas de gestión de riesgo	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	44
3.6 ii.	Riesgos y oportunidades	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	42
3.6 ii. a.	Riesgos y oportunidades inherentes a las actividades de la entidad	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	45
3.6 ii. b.	Riesgos de seguridad de la información	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	46
3.6 ii. c.	Riesgos relativos a la libre competencia	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	46

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
3.6 ii. d.	Riesgos referentes a la salud y seguridad de los consumidores	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	48
3.6 ii. e.	Otros riesgos y oportunidades derivados de las operaciones la entidad	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	142
3.6 iii.	Detección y jerarquización de riesgos	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	44
3.6 iv.	Rol del Directorio y alta gerencia en la detección, evaluación, gestión y monitoreo de los riesgos	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	44
3.6 v.	Unidad de gestión de riesgos	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	44
3.6 vi.	Unidad de auditoría interna	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	44
3.6 vii.	Código de Ética	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	37
3.6 viii.	Programas de divulgación de información y capacitación sobre la gestión de riesgos	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	41
3.6 ix.	Canal de denuncias para personal, accionistas, clientes, proveedores	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	40
3.6 x.	Procedimientos para Plan de Sucesión	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	100
3.6 xi.	Procedimientos para revisión de estructuras salariales por parte del Directorio	-	
3.6 xii.	Procedimientos para aprobación de estructuras salariales por parte de los accionistas	-	
3.6 xiii.	Modelo de prevención de delitos conforme a Ley N°20.393	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	37





Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
3.7	Relación con los grupos de interés y el público en general	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	113
3.7 i.	Unidad de relaciones con los grupos de interés y medios de prensa	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	137
3.7 ii.	Procedimiento de mejoramiento continuo en procesos de difusión de revelaciones	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	137
3.7 iii.	Procedimiento para que accionistas se informen sobre diversidad de capacidades de candidatos a directores	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	137
3.7 iv.	Mecanismo de voto remoto para accionistas	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	137

4	Estrategia		
4.1	Horizontes de tiempo	Capítulo 3: Estrategia y negocios	51
4.2	Objetivos estratégicos	Capítulo 3: Estrategia y negocios	52
4.3	Planes de inversión	Capítulo 3: Estrategia y negocios	54

5	Personas		
5.1	Dotación de personal	Capítulo 7 : Métricas	173
5.1.1	Número de personas por sexo	Capítulo 7 : Métricas	173
5.1.2	Número de personas por nacionalidad	Capítulo 7 : Métricas	175
5.1.3	Número de personas por rango de edad	Capítulo 7 : Métricas	176
5.1.4	Antigüedad laboral	Capítulo 7 : Métricas	177
5.1.5	Número de personas con discapacidad	Capítulo 7 : Métricas	178

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
5.2	Formalidad laboral	Capítulo 7 : Métricas	179
5.3	Adaptabilidad laboral	Capítulo 7 : Métricas	179
5.4	Equidad salarial por sexo	Capítulo 7 : Métricas	180
5.4.1	Política de equidad	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	95
5.4.2	Brecha salarial	Capítulo 7 : Métricas	180
5.5	Acoso laboral y sexual	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	39
5.6	Seguridad laboral	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	109
5.7	Permiso postnatal	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	105
5.8	Capacitación y beneficios	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	100
5.8 i.	Monto total de recursos destinados a capacitaciones	Capítulo 7 : Métricas	
5.8 ii.	Número total de personal capacitado	Capítulo 7 : Métricas	180
5.8 iii.	Promedio anual de horas de capacitación	Capítulo 7 : Métricas	180
5.8 iv.	Identificación de las materias que abordaron las capacitaciones	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	100
5.8 iv.	Descripción de los beneficios y dependencia del vínculo laboral	Capítulo 4: Equipo y cultura del Grupo Saesa	103
5.9	Política de subcontratación	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	133

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
6	Modelo de negocios		
6.1	Sector industrial	Capítulo 3: Estrategia y negocios	53
6.1 i.	Naturaleza de los productos y/o servicios de la entidad	Capítulo 3: Estrategia y negocios	54
6.1 ii.	Competencia que enfrenta la entidad en el sector industrial	Capítulo 3: Estrategia y negocios	54
6.1 iii.	Marco legal que regule la industria	Capítulo 3: Estrategia y negocios	82
6.1 iv.	Entidades reguladoras nacionales o extranjeras con atribuciones fiscalizadoras	Capítulo 3: Estrategia y negocios	90
6.1 v.	Principales grupos de interés que se hubieren identificado	Capitulo 8: Anexos	186
6.1 vi.	Afiliación a gremios, asociaciones u organizaciones	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	138
6.2	Negocios	Capítulo 3: Estrategia y negocios	54
6.2 i.	Principales bienes producidos y/o servicios prestados y los principales mercados	Capítulo 3: Estrategia y negocios	54
6.2 ii.	Canales de venta y métodos de distribución	Capítulo 3: Estrategia y negocios	54
6.2 iii.	Número de proveedores que representen en forma individual, al menos el 10% del total de compras	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	134
6.2 iv.	Número de clientes que concentren en forma individual, a lo menos, un 10% del ingreso del segmento	Capítulo 3: Estrategia y negocios	134
6.2 v.	Principales marcas utilizadas en la comercialización de los bienes y servicios	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.2 vi.	Patentes de propiedad de la entidad	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
6.2 vii.	Principales licencias, franquicias, royalties y/o concesiones de propiedad de la entidad	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.2 viii.	Otros factores del entorno externo que fueran relevantes para el desarrollo de los negocios de la entidad	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
6.3	Grupos de interés	Capítulo 8: Anexos	186
6.4	Propiedades e instalaciones	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.4 i.	Características más relevantes de las principales propiedades	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.4 ii.	Áreas de concesión y/o los terrenos que posee (para empresas de extracción de recursos naturales)	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.4 iii.	Identificar si la entidad es propietaria o arrendataria de dichas instalaciones	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.5	Subsidiarias, asociadas e inversiones en otras sociedades	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.5.1	Subsidiarias y asociadas	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	170
6.5.1 i.	Individualización, domicilio y naturaleza jurídica	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 ii.	Capital suscrito y pagado	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 iii.	Objeto social e indicación clara de la o las actividades que desarrolla	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 iv.	Nombre y apellidos del o los directores y del gerente general	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 v.	Porcentaje actual de participación de la matriz o entidad inversora en el capital de la subsidiaria y variaciones	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	153



Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
6.5.1 vi.	Porcentaje que representa la inversión en cada subsidiaria o asociada sobre el total de activos individuales de la sociedad matriz	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 vii.	Identificación del director, gerente general o ejecutivos principales de la matriz que tengan cargos en la subsidiaria	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 viii.	Descripción de las relaciones comerciales habidas con las subsidiarias durante el ejercicio	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 ix.	Relación sucinta de los actos y contratos celebrados con las subsidiarias	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.1 x.	Cuadro esquemático en que se expongan las relaciones de propiedad directa e indirecta entre la matriz y las subsidiarias	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.2	Inversión en otras sociedades	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.2 i.	Individualización de ellas y naturaleza jurídica	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.2 ii.	Porcentaje de participación	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	153
6.5.2 iii.	Descripción de las principales actividades que realicen	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	154
6.5.2 iv.	Porcentaje del activo total individual de la sociedad que representan estas inversiones	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	153
7	Gestión de proveedores		
7.1	Política de pago a proveedores	Capítulo 5: Vinculación Grupos de Interés	133
7.1 i.	Número de Facturas pagadas	Capítulo 7 : Métricas	184

Código NCG N°519	Requerimiento	Capítulos	Página
7.1 ii.	Monto Total	Capítulo 7 : Métricas	184
7.1 iii.	Monto Total intereses por mora en pago de facturas	Capítulo 7 : Métricas	184
7.1 iv.	Número de Proveedores	Capítulo 7 : Métricas	184
7.1 v.	Número de acuerdos inscritos en el Registro de Acuerdos con Plazo Excepcional de Pago	Capítulo 7 : Métricas	184
7.2	Evaluación de proveedores	Capítulo 7 : Métricas	184
8	Indicadores		
8.1	Cumplimiento legal y normativo	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
8.1.1	En relación con clientes	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
8.1.2	En relación con sus trabajadores	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
8.1.3	Medioambiental	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
8.1.4	Libre Competencia	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
8.1.5	Otros	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
8.2	Indicadores de sostenibilidad por tipo de industria - SASB	Capítulo 8: Anexos	188
9	Hechos relevantes o esenciales	Capítulo 6: Otra Información Corporativa	150
10	Comentarios de accionistas y del comité de directores	Capítulo 2: Gobierno Corporativo y Compliance	30
11	Informes financieros	Capítulo 8: Anexos	





DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Iván Díaz Molina
Presidente
14.655.033-9

Jorge Adolfo Lesser García Huidobro
Vicepresidente
6.443.633 -3

Juan Ignacio Parot Becker
Director
7.011.905-6

Luz Elena Granier Bulnes
Director
7.040.317-K

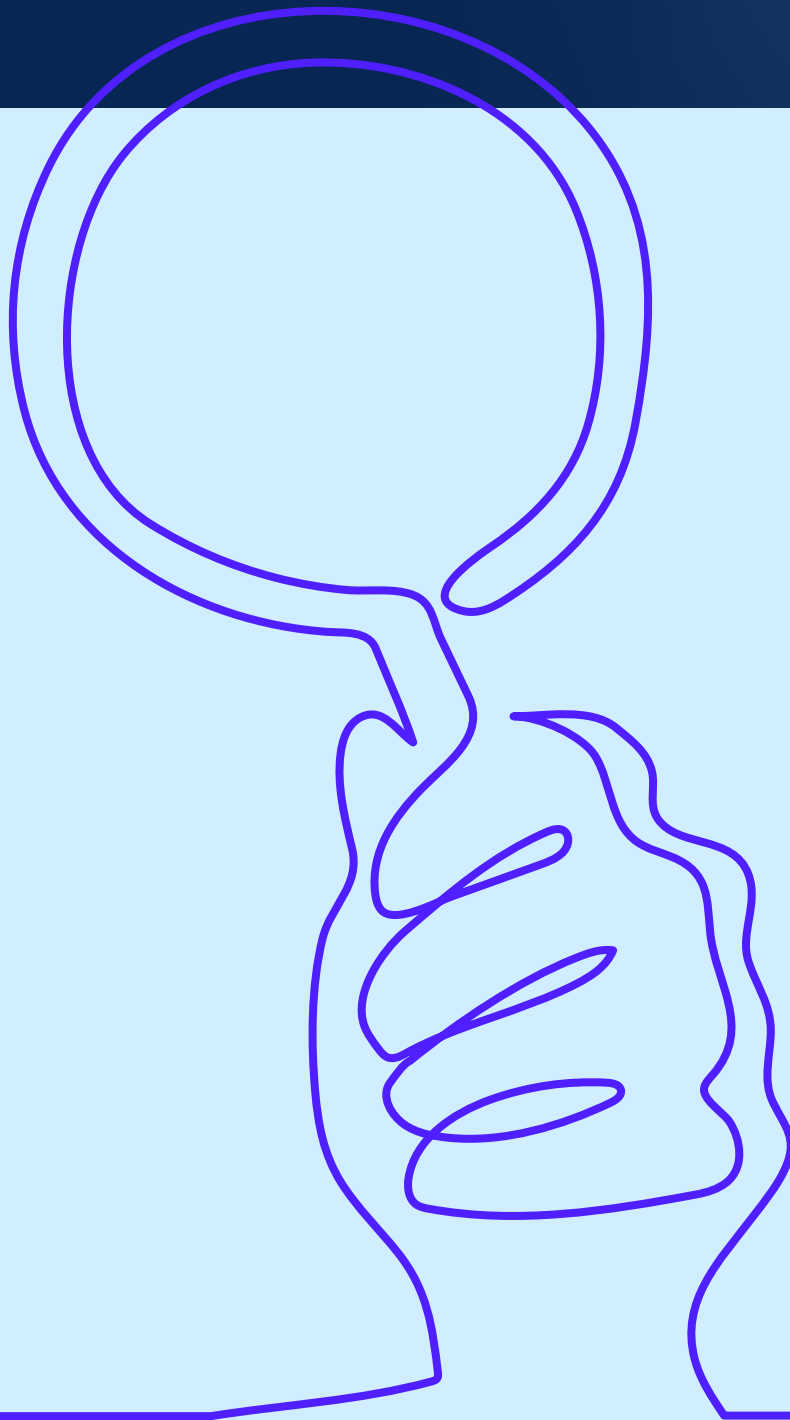
Jonathan David Reay
Director
Extranjero

Igor Romitelli
Director
Extranjero

Daniel Rossetti
Director
Extranjera

Shama Naqushbandi
Director
Extranjero

Francisco Alliende Arriagada
Gerente General
6.379.874-6



**INFORMACIÓN
FINANCIERA**

ANÁLISIS RAZONADO
ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS – INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE 2025

(Cifras expresadas en millones de Pesos Chilenos)

I. RESUMEN DEL PERIODO

- El EBITDA de la compañía al 31 de diciembre de 2025 alcanzó los MM\$252.550, lo que implica incremento de 14,6% con respecto al cierre de diciembre de 2024.
- Los ingresos acumulados al 31 de diciembre de 2025 ascendieron a MM\$1.119.810, cifra superior en MM\$74.495 respecto al mismo período del año anterior, lo que equivale a un aumento del 7,1%. Este crecimiento se explica principalmente por mayores ingresos en los negocios de Distribución MM\$76.908, Transmisión MM\$8.800 y Otros ingresos en MM\$2.739, los que fueron parcialmente compensado por una disminución en los ingresos de Generación y Comercialización en MM\$3.407.
- En cuanto a las ventas físicas del segmento de distribución, estas totalizaron 4.444 GWh al 31 de diciembre de 2025, lo que representa una disminución del 0,1% respecto al mismo período de 2024.
- El número de clientes del segmento de distribución alcanzó 1.087.371, lo que representa un incremento en 3,1% al 31 de diciembre de 2025. El mayor crecimiento se produjo en el sector residencial con 29.484 clientes adicionales respecto de diciembre 2024.
- Las inversiones en CAPEX al 31 de diciembre de 2025 alcanzaron MM\$277.697, aumentando un 16,3% respecto del mismo período de 2024. Esta variación se explica por nuevos proyectos de crecimiento y refuerzos del sistema, junto con la renovación de activos y la mitigación de riesgos.

Resumen Financiero:

La deuda financiera bruta de la compañía aumentó en MM\$48.970 con respecto a diciembre 2024, totalizando MM\$1.584.719. Esta variación se explica principalmente por el bono de la sociedad Frontel por 2.000.000 UF.

La liquidez disponible de Eléctricas del Sur se descompone de los siguientes factores:

- Caja y equivalentes al efectivo: MM\$ 58.210.
- Líneas de Crédito comprometidas disponibles: MM\$35.000.

II. INFORMACIÓN GENERAL

Eléctricas del Sur S.A., a través de sus filiales Saesa, Frontel, Edelayen y Luz Osorno, distribuye energía eléctrica en la zona sur del país, para sus clientes regulados y libres, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O'Higgins (Región de Aysén).

A través de su filial STS, participa en los negocios de transmisión Zonal, Nacional y Dedicada, que permiten principalmente transportar energía desde las generadoras con contrato de suministro a empresas distribuidoras de las regiones del Bío-Bío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos. Adicionalmente, pero en menor medida, presta servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

También, desarrolla el negocio de generación con sus filiales Sagesa Generación S.A (en adelante "Sagesa Gx") y SGA. La primera opera desde la Región del Bío-Bío a la Región de Los Lagos, con una central gas-diésel de 45 MW y grupos generadores diésel con una potencia instalada de 110 MW, aproximadamente. Parte importante de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del SIC, manejado por el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, Coordinador), a través de SGA, y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado. La otra parte se vende a empresas relacionadas (Saesa, Frontel) para el suministro de sistemas medianos y aislados. Estos negocios son comparativamente de importancia menor respecto de los mencionados en los párrafos anteriores. La filial SGA también comercializa energía a través de contratos de suministro con generadoras con lo que abastece a sus clientes.

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

En los últimos tres años, la Sociedad también ha participado en licitaciones para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de Transmisión Dedicada y Nacional. Esto a través de sus filiales STN, STC, Cabo Leones (Transmisión Dedicada), Tolchén (Transmisión Dedicada) y SATT (Transmisión Nacional y Dedicada).

En la línea de distribución existe una alta atomización de los clientes y representa aproximadamente más del 72% 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-25	dic-24	Diferencia	Variación %
Residencial	986.801	957.317	29.484	3,1%
Comercial	52.853	52.030	823	1,6%
Industrial	4.788	4.736	52	1,1%
Otros	42.929	40.552	2.377	5,9%
Total	1.087.371	1.054.635	32.736	3,1%

Ventas de Energía facturadas (12 meses, MWh):

Tipo Cliente	dic-25	dic-24	Diferencia	Variación %
Residencial	1.626.731	1.653.359	(26.628)	(1,6%)
Comercial	1.283.425	1.271.744	11.681	0,9%
Industrial	982.210	969.783	12.428	1,3%
Otros	552.229	556.309	(4.081)	(0,7%)
Total	4.444.596	4.451.195	(6.599)	-0,1%

III. ANÁLISIS DEL ESTADO DE GANANCIA (PÉRDIDA)

Hasta el 31 de diciembre de 2025, la compañía tuvo un resultado de MM\$82.138, evidenciando un mejor resultado, de MM\$42.295, en comparación con el ejercicio financiero anterior.

A continuación, se proporciona una visión más detallada mediante la presentación de información comparativa de varios elementos del Estado de Ganancias (Pérdidas), expresados en términos acumulados hasta el 31 de diciembre de 2025 y 2024.

Estado de Ganancia (Pérdida)	dic-25 MM\$	dic-24 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Ingresos de explotación	1.119.810	1.045.315	74.495	7,1%
Materias primas y consumibles utilizados	(593.478)	(565.720)	(27.758)	4,9%
Margen de contribución	526.332	479.595	46.737	9,7%
Gasto por beneficio a los empleados	(103.428)	(100.592)	(2.836)	2,8%
Otros gastos por naturaleza	(158.638)	(149.273)	(9.365)	6,3%
Ganancias (Pérdidas) por deterioro determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	(11.716)	(9.335)	(2.381)	25,5%
Resultado bruto de explotación (EBITDA)	252.550	220.395	32.155	14,6%
Gasto por depreciación y amortización	(73.792)	(62.872)	(10.920)	17,4%
Resultado de explotación	178.758	157.523	21.235	13,5%
Resultado financiero	(75.350)	(105.877)	30.527	(28,8%)
Otras ganancias (pérdidas)	290	(662)	952	(143,8%)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	103.698	50.984	52.714	103,4%
Gasto por impuestos a las ganancias	(21.560)	(11.140)	(10.420)	93,5%
Ganancia procedente de operaciones continuadas	82.138	39.844	42.294	106,1%
Ganancia procedente de operaciones discontinuadas	0	0	0	0%
Ganancia (pérdida)	82.138	39.844	42.294	106%
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	81.473	38.853	42.620	110%
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	661	990	(329)	(33%)

EBITDA

Al cierre de diciembre 2025, el EBITDA experimentó un incremento de MM\$32.155, en comparación con el mismo periodo del año anterior. Este resultado se debe al aumento del margen de contribución en MM\$46.737, por su parte, los gastos aumentan en una proporción similar, principalmente en otros gastos por naturaleza en MM\$9.365 y gasto por beneficio a los empleados en MM\$2.836.

Margen de contribución:

Al cierre de diciembre 2025, el Margen de Contribución experimentó un aumento de MM\$46.737 con respecto al cierre de diciembre 2024, alcanzando los MM\$526.332. Este análisis desglosa los principales impulsores de este incremento:

- El margen de Distribución totalizó MM\$261.556, lo que equivale a un aumento de MM\$25.266 sobre el mismo período del año anterior. Explicado principalmente por el ajuste favorable del IPC en MM\$5.889, incremento por el tipo de cambio con el dólar por MM\$4.076, en la indexación del CPI en MM\$3.413, incremento de CNR por MM\$6.257, aumento en valor nudo por MM\$1.323, aumento en VAD por MM\$7.257 y otros efectos positivos por MM\$1.353. Esto es compensado por una baja en la venta de energía por MM\$3.621 y los descuentos tarifarios por MM\$803.
- El margen de transmisión alcanzó los MM\$122.325, lo que representa un aumento de MM\$9.059 en comparación con el mismo período del año anterior. Esto se debe, principalmente, a las nuevas instalaciones del período en MM\$8.531, de los efectos macros en MM\$2.481 y del efecto positivo del interperíodo por MM\$893. Esto fue compensado por la variación negativa del ajuste por cambio de calificación del periodo 2024-2027 (RE-460) en MM\$2.846.
- El margen de Generación fue de MM\$30.745, levemente inferior en MM\$28 respecto del período anterior, explicado principalmente por la sociedad SAESA, donde el margen aumentó desde MM\$6.602 en 2024 a MM\$7.114 en 2025, generando un incremento positivo de MM\$512. Este resultado obedece principalmente a un mayor volumen de energía vendida, creciendo en 2.657 MWh respecto a 2024. Un incremento moderado en el uso de combustible, asociado al mayor nivel de actividad. Un aumento en el precio promedio del combustible, lo que presionó costos, pero no impidió que el margen mejorara dada la mayor producción. Esto fue compensado por la sociedad Edelayen, donde el margen paso de MM\$18.314 en el 2024 a MM\$17.774 para el 2025, quedando una variación negativa de MM\$540. Esto se debe a una caída de los ingresos, que, si bien fueron compensado por la baja del precio promedio del combustible, no impidió la caída del margen.
- El margen de Comercialización alcanzó los MM\$3.346, menor al periodo anterior en MM\$97.
- El margen de Otros ingresos alcanzó los MM\$94.609, obteniendo una variación positiva de MM\$3.728, mejores márgenes en proyectos mineros en MM\$3.331, principalmente por el reconocimiento en el proyecto Trolley de Collahuasi, del proyecto Loop Mina Zaldivar y del costo de leasing de la flota de camionetas de minería, y una mejora en la eficiencia energética por MM\$1.587. Esto levemente compensado por menores márgenes en arriendo de postes en MM\$1.165.

Gastos por beneficio a los empleados:

- En el ejercicio fiscal, los gastos por beneficio a los empleados alcanzaron MM\$103.428, lo que representa un aumento de MM\$2.836 respecto al año anterior. Este incremento se explica, en parte, por el crecimiento en sueldos y salarios, principalmente asociado al impacto del ajuste por IPC y a procesos de negociación colectiva en MM\$5.132. Esto es compensado por la variación negativa de la activación del costo de personal en MM\$2.893.

Otros gastos por naturaleza:

- Los otros gastos por naturaleza registraron un aumento total de MM\$9.365. Este incremento se debe principalmente a mayores egresos por construcción de obras a terceros en MM\$8.575, un aumento en la mantención de medidores, ciclo comercial de MM\$3.133, un aumento de las provisiones de MM\$1.504 y mayores gastos de administración y otros servicios prestados en MM\$1.828. Esto es compensado por la disminución de gastos en operación y mantención de sistema eléctrico en MM\$3.095 y de otros gastos por naturaleza de MM\$2.868.

Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor determinado de acuerdo con la NIIF 9

- Aumento de MM\$2.381, respecto del valor de cierre del periodo anterior, debido a un aumento en deterioro de las deudas de clientes.

RESULTADO NO OPERACIONAL**Gasto por depreciación y amortización**

- El aumento de MM\$10.920 en el gasto por depreciación y amortización en comparación al período anterior se explica principalmente por el aumento de propiedades, planta y equipo en MM\$5.969, la amortización de intangibles por MM\$1.746 y la amortización de activos por derecho de uso en MM\$3.205.

Resultado Financiero:

- El resultado financiero presentó una variación positiva de MM\$30.527 en comparación con el mismo período de 2024, impulsada principalmente por un aumento en las ganancias de cambio en moneda extranjera por MM\$32.597. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores costos financieros por MM\$14.661, una disminución en gastos por unidades de reajuste de MM\$5.676 y un aumento en ingresos financieros de MM\$6.705.

Impuestos a las Ganancias:

- El gasto por impuesto a las ganancias presentó un aumento de MM\$10.420 en comparación con el cierre del período anterior. Esta variación se explica principalmente por el mayor resultado obtenido por la sociedad matriz y sus filiales durante el período.

Resultado del periodo:

- Al cierre de diciembre 2025, la cuenta cerró con un valor de MM\$82.138 lo que implica un aumento de MM\$42.294 respecto al cierre del mismo período del año anterior.

IV. ANÁLISIS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Estado de Situación Financiera	dic-25 MM\$	dic-24 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
Activos corrientes	487.665	487.751	(86)	(0,0%)
Activos no corrientes	2.494.297	2.402.676	91.621	3,8%
Total activos	2.981.962	2.890.428	91.534	3,2%
Pasivos corrientes	704.784	634.774	70.010	11,0%
Pasivos no corrientes	1.505.771	1.536.779	(31.008)	(2,0%)
Patrimonio	771.407	718.874	52.533	7,3%
Total pasivos y patrimonio	2.981.962	2.890.428	91.534	3,2%

A continuación, una descripción de las principales variaciones del Estado de Situación Financiera Consolidado.

ACTIVOS

Al 31 de diciembre de 2025, el total de Activos tuvo un cierre de MM\$2.981.962, lo que implica una variación positiva de MM\$91.534, equivalente a un 3,2% respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior, es explicado principalmente por un aumento en los activos no corrientes por MM\$91.621, equivalente a un 3,8% y una disminución en los Activos corrientes de MM\$86.

Activos Corrientes:

- Efectivo y Equivalentes al Efectivo:

Al cierre de diciembre de 2025, el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo fue de MM\$58.210, lo que implica una disminución de MM\$12.633 respecto al saldo inicial del periodo de MM\$70.843. Durante el periodo, los principales flujos corresponden a menores ingresos financieros MM\$79.406, compensando por un aumento de los ingresos operacionales MM\$42.738 y menores desembolsos por actividades de inversión MM\$9.446.

- Otros activos no financieros corrientes

El saldo de MM\$7.516 representa una disminución de MM\$515 respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior es explicado principalmente por una disminución en las remesas de importación de sus filiales MM\$572, parcialmente compensado por otros activos no financieros MM\$57.

- Deudores comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes

Al cierre de diciembre 2025, el rubro tuvo un valor de MM\$321.961, lo que representa una disminución por MM\$2.486 en comparación con diciembre 2024. Esta variación se explica principalmente por menores provisiones por concepto de equidad tarifaria residencial (ETR) por MM\$39.633, así como también una disminución en el deterioro de deudas incobrables relacionado al valor agregado de distribución (VAD) y Energía por MM\$6.210, estos efectos fueron compensados parcialmente por un aumento en los clientes comerciales por concepto de energía por MM\$26.671, un incremento otras cuentas por cobrar por MM\$11.670 y aumento en cuenta corriente empleados por MM\$5.016

- Cuenta por cobrar a entidades relacionadas, corrientes:

Al cierre de diciembre 2025, el rubro tuvo un valor de MM\$27.946, lo cual representa un aumento por MM\$22.173 con respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior, es explicado por un incremento de las cuentas por cobrar de las filial STM por mayores cobros de servicios corporativos.

- Inventarios corrientes:

El rubro de inventarios corriente presenta un saldo al cierre de 2025 de MM\$57.596, el cual presenta una disminución de MM\$6.291 respecto al cierre 2024. Esta variación se explica principalmente por la disminución de los inventarios corrientes en almacén de sus filiales por MM\$5.954 que responde a una menor necesidad de stock para proyectos FNDR de sus filiales y a regularizaciones de inventario propias de la operación.

- Activos por impuestos corrientes, corrientes:

El rubro de activos por impuestos corrientes presenta una disminución de MM\$625 a nivel consolidado en comparación con el cierre de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por una disminución de MM\$1.052 en la sociedad matriz Eléctricas, asociada a la recuperación de los pagos provisionales mensuales (PPM). Adicionalmente, las sociedades filiales que presentan las variaciones más significativas en este rubro son STS, con una disminución de MM\$4.972, efecto que fue parcialmente compensado por Frontel, que registró un aumento de MM\$6.441.

Activos no Corrientes:

- Otros activos financieros no corrientes

El saldo representa una disminución de MM\$1.946 respecto al cierre de diciembre 2024 explicado principalmente por una disminución de remanente de créditos fiscales en la filial Edelayen por MM\$2.147, compensado parcialmente por un aumento de MM\$201 en Sagesa Tx.

- Cuentas por cobrar no corrientes:

Al cierre de diciembre de 2025, el rubro presenta un saldo de MM\$163.286, lo que representa una disminución de MM\$90.616 respecto al cierre de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por una reducción de MM\$81.818 en las provisiones por diferencias a reliquidar, asociadas a nuevos decretos del Precio Nudo Promedio (PNP). Estas provisiones se originan por la diferencia entre los precios pagados a los generadores y los montos recaudados a los clientes, lo que ha generado saldos por cobrar al sistema.

La regularización de los montos involucra los PNP de enero 2022, julio 2022 y enero 2024 (que comprendían los saldos desde septiembre 2021 hasta octubre 2023). Este reconocimiento se efectuó debido al descongelamiento de los montos establecidos en el decreto PNP 16T (correspondiente al periodo julio 2022 - 2023) A partir del decreto 5T de enero 2024, se habilita la recaudación bajo el concepto de CEDR (Cargo excedente de recaudación), permitiendo así traspasar a este cargo los excesos o déficits del sistema.

A lo anterior se le adiciona que, en junio 2025, se realizó la venta de cartera hacia un tercero, relacionada principalmente con los sistemas medianos de las filiales Saesa y Edelayen, así como a las cuentas por cobrar relacionadas con mecanismos de estabilización de tarifas a clientes regulados (PEC 2 y PEC 3) establecidos por las leyes N° 21.185, 21.472 y 21.667.

Finalmente, a nivel consolidado se registraron otros efectos compensatorios en otras cuentas por cobrar no corrientes relacionadas con disminuciones en las cuentas de personal de sus filiales por MM\$6.268 y otros efectos por convenios de pagos por MM\$2.190.

- Propiedades, Planta y Equipo

El rubro presenta un aumento por MM\$159.836 con respecto al cierre de diciembre 2024, principalmente por la construcción de nuevas líneas, redes y subestaciones destinadas a satisfacer las necesidades de crecimiento de energía y clientes en las filiales Edelayen, Saesa, STS y SATT.

- Activos por derecho de uso.

Al cierre de diciembre 2025 la cuenta cerró con un valor de MM\$ 19.409, lo cual representa un aumento de MM\$16.640 respecto al cierre de diciembre 2024, esto se explica principalmente por mayores reconocimientos de arrendamientos por MM\$21.042, parcialmente compensado con la amortización del periodo equivalente a MM\$4.402.

- Activos por Impuestos Diferidos

Al cierre de diciembre de 2025, los activos por impuestos diferidos alcanzaron un saldo de MM\$33.664, lo que representa un aumento de MM\$8.355 en comparación con diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por un incremento de MM\$4.926 en el impuesto diferido asociado a la pérdida tributaria de la sociedad matriz, así como por un aumento en las pérdidas tributarias reconocidas en sus filiales, efecto que fue parcialmente compensado por una disminución en los impuestos diferidos asociados a activos fijos y goodwill. Las filiales que registraron los efectos más significativos en el incremento de su pérdida tributaria a nivel consolidado fueron Saesa, con MM\$2.284, y STA, con MM\$1.536, como resultado del aumento en la pérdida del ejercicio.

PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2025, el monto total de los Pasivos tuvo un cierre de MM\$2.210.555, lo cual representa una variación positiva de MM\$39.022 equivalente a 1,8% respecto al cierre 2024. Lo anterior, explicado principalmente por un aumento en los Pasivos Corrientes de MM\$70.010, equivalente a un 11% y a una disminución en los Pasivos no Corrientes por MM\$31.008, equivalente a un 2%.

Pasivos Corrientes:

- Otros pasivos financieros corrientes:

El saldo de MM\$355.002 representa un aumento de MM\$48.970 respecto al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por la contratación de nuevos créditos con bancos, (Scotiabank MM\$110.000, BCI MM\$87.000, ITAU MM\$40.000 y Estado MM\$25.000); lo anterior compensado por la liquidación de créditos bancarios previamente contratados con estas instituciones bancarias por MM\$215.000, además de un aumento de las obligaciones garantizadas en MM\$1.541.

- Pasivos por arrendamientos corrientes

El rubro revela un saldo de MM\$6.413, lo cual representa un aumento de MM\$4.688 respecto al cierre de diciembre 2024. Lo anterior se explica principalmente por mayores arrendamientos de flota de vehículos destacando las filiales Saesa por MM\$1.273, Frontel MM\$1.189, STN MM\$989 y Innova MM\$204.

- Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

Se observa una disminución de MM\$8.196 respecto del período anterior, explicada principalmente por un menor registro de compras de energía y peajes por MM\$21.733, producto de cambios de criterio asociados a la publicación de nuevos decretos que se encuentran pendientes de reliquidación. Lo anterior fue parcialmente compensado por un aumento en proveedores de bienes y servicios por MM\$9.567 y otras cuentas por pagar corrientes por MM\$3.970.

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes

Al cierre de diciembre de 2025 el rubro registró un aumento de MM\$12.807 respecto al cierre de diciembre 2024, asociado principalmente a una mayor provisión de dividendo por pagar a la matriz Grupo Saesa por MM\$12.799.

- Pasivos por Impuestos corrientes

Al cierre de diciembre de 2025, los pasivos por impuestos corrientes presentan un saldo de MM\$9.380, lo que representa un aumento de MM\$7.246 en comparación con el cierre de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por un mayor impuesto a la renta del ejercicio en las sociedades filiales STS y STN, derivado del aumento en el resultado del ejercicio 2025.

- Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

El rubro cerró con un valor de MM\$21.316, lo que representa un aumento de MM\$2.258 en comparación al cierre de diciembre 2024. Lo anterior se explica principalmente por un aumento en provisión por beneficios anuales de MM\$1.937, además de MM\$322 en los costos asociados a vacaciones del personal.

Pasivos No Corrientes:

- Otros Pasivos Financieros No Corrientes

El aumento por MM\$58.583, esto se explica principalmente por la emisión de nuevo bono serie M de 2.000.000 UF en la filial Frontel por MM\$79.797, compensado con la actualización por unidad de reajuste UF de las obligaciones en bonos de la Sociedad y sus filiales STS, Saesa y Frontel por un monto de MM\$21.214

- Pasivos por arrendamientos no corrientes

Al cierre de diciembre 2025 la cuenta cerró con un valor de MM\$ 14.473, lo cual representa un aumento de MM\$12.111 respecto al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por reconocimientos de nuevos contratos de arrendamientos en filiales, compensado parcialmente con los reajustes de U.F. del período.

- Cuentas por pagar no corrientes

El saldo de MM\$21.039 refleja una disminución de MM\$100.850 respecto al cierre de diciembre de 2024, lo que se relaciona principalmente con las cuentas por pagar acumuladas asociadas a las leyes N° 21.185, 21.472 y 21.667, correspondientes al Fondo de Estabilización de Tarifas (PEC 1, PEC 2 y MEC).

Asimismo, se incorpora la regularización de los montos vinculados a los PNP de enero 2022, julio 2022 y enero 2024, los cuales incluían los saldos comprendidos entre septiembre de 2021 y octubre de 2023. Esta regularización se efectuó tras el descongelamiento de los montos establecidos en el decreto PNP 16T (períodos julio 2022 y 2023).

A partir del decreto 5T de enero de 2024, se habilita la recaudación bajo el concepto CEDR, permitiendo que cualquier exceso o déficit del sistema sea traspasado directamente a este cargo.

- Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes

Al cierre de diciembre de 2025 el rubro presenta una disminución de MM\$12.697 respecto al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por amortizaciones de capital de préstamos con la matriz Grupo Saesa.

- Pasivos por impuestos diferidos

El rubro registró un saldo de MM\$80.457, lo que representa un aumento de MM\$8.904 en comparación con diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por un incremento de MM\$11.934 en los impuestos diferidos asociados a activos fijos y Good Will en las sociedades STS, Frontel, Edelayen y Luz Osorno, efecto que fue parcialmente compensado por una disminución de MM\$4.108 en la sociedad filial STC, derivada de un aumento en los activos por impuestos diferidos por pérdida tributaria.

- Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados

Al cierre de diciembre 2025, cerró con un saldo de MM\$26.562, lo cual implica un aumento de MM\$4.103 respecto al cierre de diciembre 2024. Esta variación se explica principalmente por el aumento de la provisión por Indemnizaciones de años de servicios en MM\$4.103.

PATRIMONIO

El Patrimonio consolidado al cierre de diciembre 2025 tuvo un valor de MM\$282.540, lo cual representa una variación positiva de MM\$52.533 respecto a diciembre 2024, equivalente a un 7,3%. Este aumento es explicado principalmente por el resultado del ejercicio por MM\$82.134 compensado parcialmente con la provisión de dividendo mínimo por MM\$12.785.

Principales Indicadores:

Principales Indicadores		Unidad	dic-25	dic-24	Var. %
Liquidez	Liquidez corriente (1)	Veces	0,7	0,8	(9,9%)
	Razón ácida (2)	Veces	0,6	0,7	(8,6%)
Endeudamiento	Deuda / Patrimonio neto (3)	Veces	2,9	3,0	(5,1%)
	Cobertura gastos financieros (4)	Veces	4,4	4,4	(0,4%)
Composición de pasivos	Deuda CP / Deuda total (5)	%	31,9%	29,2%	9,1%
	Deuda LP / Deuda total (6)	%	68,1%	70,8%	(3,7%)
Actividad	Inversiones en activo fijo (al cierre de cada período)	MM\$	107.091	238.684	(55,1%)
	Rotación de inventarios (7)	Veces	1,8	3,7	(52,2%)
	Permanencia de inventarios (8)	Días	207	99	109,3%
Financiero	Ebitda (12 meses móviles)	MM\$	271.354	220.187	23,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del patrimonio (anualizado) (9)	%	11,0%	5,8%	90,9%
	Rentabilidad del activo (anualizado) (10)	%	2,8%	1,5%	91,1%
	Rendimiento activos operacionales (anualizado) (11)	%	13,7%	13,2%	3,4%
	Utilidad por acción (12)	\$	4.129	2.003	106,1%

- **La liquidez corriente** al 31 de diciembre fue de 0,7 veces, presentando una disminución de 9,9% respecto con lo mostrado en el cierre de diciembre 2024. Esta variación estuvo principalmente explicada por un aumento de los pasivos corrientes, más específicamente en los otros pasivos financieros corrientes.
- **La razón ácida** al 31 de diciembre fue de 0,6 veces, mostrando una disminución de 8,6% con respecto al cierre de diciembre 2024, también explicada por el aumento de los pasivos corrientes, más específicamente en los otros pasivos financieros corrientes.
- **La razón Deuda/Patrimonio neto** al cierre de diciembre 2025 fue de 2,9 veces, disminuyendo 5,1% con respecto a lo mostrado al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por un aumento del patrimonio. Específicamente a un aumento en las ganancias acumuladas.
- **La cobertura de gastos financieros** al cierre de diciembre 2025 fue de 4,4 veces, presentando una variación negativa de 0,4% con respecto al cierre de diciembre 2024, asociado al aumento de los costos financieros. Esto fue compensado por el aumento del resultado bruto de explotación.
- **La rentabilidad del patrimonio** fue 11,0% al 31 de diciembre de 2025, mostrando un aumento con respecto a los 5,8% registrado al cierre de diciembre 2024, explicado principalmente por un aumento de las ganancias del período.

- **La rentabilidad de los activos** alcanzó un 2,8% al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento con respecto a los 1,5% mostrado al cierre de diciembre 2024. Explicado principalmente por un aumento de las ganancias.
- **La rentabilidad de los activos operacionales** alcanzó un 13,7% al 31 de diciembre de 2025, lo que representa un aumento de 3,4% con respecto a lo mostrado al cierre de diciembre 2024, principalmente por el aumento del resultado bruto de explotación.

- (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.

V. ANÁLISIS DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVOS DIRECTOS

Flujo de Efectivo	dic-25 MM\$	dic-24 MM\$	Diferencia MM\$	Variación %
de la Operación	216.570	173.831	42.738	24,6%
de la Inversión	(264.652)	(274.094)	9.442	(3,4%)
de Financiación	34.653	114.056	(79.403)	(69,6%)
Flujo neto del periodo	(13.429)	13.793	(27.223)	(197,4%)
Variación en la tasa de cambio	796	(121)	917	(758,5%)
Incremento (disminución)	(12.633)	13.673	(26.306)	(192,4%)
Saldo Inicial	70.843	57.171	13.673	23,9%
Saldo Final	58.210	70.843	(12.633)	(17,8%)

El saldo de efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo alcanzó MM\$58.210, inferior en MM\$12.633 respecto al mismo periodo del año anterior.

La variación positiva del flujo neto respecto al año anterior se explica principalmente por:

Operación:

- Las actividades de operación generaron un flujo de efectivo neto positivo de MM\$216.570 al 31 de diciembre de 2025, registrando un aumento de MM\$42.738 respecto al período anterior. Esta variación se debió principalmente a mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y prestaciones de servicios en MM\$552.566, lo que fue compensado por el aumento de los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios en MM\$470.605, mayores otros pagos asociados a actividades de operación en MM\$26.093 y un incremento del pago de impuestos a las ganancias en MM\$21.886.

Inversión:

- Las actividades de inversión generaron un flujo de efectivo neto negativo de MM\$264.652 lo que representa una variación positiva de MM\$9.442, relacionado principalmente a un decremento en adquisición de propiedades, plantas y equipos destinadas a inversión por MM\$10.073.

Financiación:

- Las actividades de financiación generaron un flujo de efectivo neto positivo por MM\$34.653 lo que representa una variación negativa de MM\$79.403 respecto del período anterior. Esta variación se asocia principalmente a un aumento de los pagos de préstamos a entidades relacionadas en MM\$159.191, junto con mayores reembolsos de préstamos clasificados como actividades de financiación en MM\$31.111, lo que fue levemente compensado por el importe de préstamos de entidades relacionadas por MM\$117.665.

VI. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Política de gestión de riesgos

La política de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad y sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente, a través de un Modelo de Gestión Integral de Riesgos alineado con normativas internacionales para la integración de la gestión de riesgos. 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 se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

A continuación, se especifican los riesgos financieros identificados por la Gerencia de Administración y Finanzas del Grupo, para los cuales se han establecido políticas específicas de gestión y mitigación.

Riesgos Financieros:

Los riesgos financieros se refieren a la posibilidad de que existan eventos que puedan traer consecuencias financieras negativas. En línea con lo anterior, la Sociedad ha definido una estructura de gestión del riesgo financiero, cuyo proceso está basado en la identificación, análisis, cuantificación, medición y control de cada evento que pudiera impactar los resultados financieros de la compañía.

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

- Riesgo de Tipo de cambio

La Sociedad podría verse afectada por las fluctuaciones de monedas dado que las transacciones realizadas están denominadas en dólares estadounidenses y pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión periódica 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.

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

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual.

Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus filiales no mantienen instrumentos derivados.

- Riesgo Inflacionario

Un porcentaje relevante de los ingresos de la compañía están denominados en pesos chilenos y utilizan como variable de indexación el IPC local.

Las tarifas reguladas 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. Asimismo, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

Por otro lado, la sociedad mantiene un porcentaje importante de la deuda denominada en UF. No obstante, la exposición de la Sociedad se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de los ingresos con alguna fórmula de indexación.

Análisis de sensibilidad:

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (préstamos bancarios y bonos) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los mencionados pasivos la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el periodo de cierre de estos Estados Financieros Consolidados, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 2.383.678 al 31 de diciembre de 2025.

- Tasa de interés

Las fluctuaciones de tasa de interés pueden modificar los flujos futuros de los activos y pasivos que estén referenciados a una tasa de interés variable, así como también, las variaciones de tasa de interés pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés fija.

La Sociedad evalúa constantemente su estructura de deuda y la de sus filiales, gestionando este riesgo poniendo énfasis principalmente en los pasivos financieros. Al 31 de diciembre de 2025, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

Existe un riesgo de tasas de interés asociado a la rentabilidad de las inversiones de caja, que surgen por las condiciones actuales de mercado en relación con las alzas de inflación y tasas de interés referenciales, tanto locales como extranjeras.

La Administración invierte la caja principalmente en Fondos Mutuos a plazos menores a 30 días con posibilidad de rescates diarios y monitorea de forma diaria los movimientos de tasas que afecten los actuales rendimientos. En caso de ser necesario, la Administración rescata los fondos de forma anticipada y reinvierte a valores de mercado.

- Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen principalmente 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 mantenía, al 31 de diciembre de 2025, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$58.210.162 (M\$70.843.181 al 31 de diciembre de 2024).

Adicionalmente, con el objetivo de mantener una reserva de liquidez, la Matriz cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo comprometida por un monto total de M\$ 35.000.000 disponible a todo evento para la Sociedad y sus filiales, y de libre disposición hasta febrero del año 2026, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

Al 31 de diciembre de 2025, el 79% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

- Riesgo de crédito

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

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

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 31 de diciembre de 2025 una provisión de deterioro por M\$33.860.053, considerando los efectos antes descritos en relación con los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

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

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

VII. VALOR LIBRO Y VALOR ECONOMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado.

Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del periodo.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N°2 y N°3 de los Estados Financieros.

INVERSIONES ELÉCTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados financieros consolidados por los años
terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
e informe del auditor independiente

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Accionistas y miembros del Directorio de
Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales (la “Sociedad”), que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025, los estados consolidados de resultados, de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al año terminado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, incluyendo información de las políticas contables materiales.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera consolidada de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025, sus resultados consolidados y flujos de efectivo consolidados correspondientes al año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board.

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestra auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados de nuestro informe. Somos independientes de la Sociedad de conformidad con el Código de Ética del Colegio de Contadores de Chile, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con esos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Responsabilidades de la Administración y de los responsables del gobierno corporativo por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados exentos de representaciones incorrectas materiales, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, la Administración es responsable de la evaluación de la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados con la empresa en marcha y utilizando la base contable de empresa en marcha excepto si la Administración tiene intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista, que hacerlo.

Los responsables del gobierno corporativo son responsables de la supervisión del proceso de preparación y presentación de información financiera de la Sociedad.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados como un todo están exentos de representaciones incorrectas materiales, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detecte una representación incorrecta material cuando exista. Las representaciones incorrectas pueden deberse a fraude o error y se consideran materiales si, individualmente o de forma agregada, se podría esperar razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas materiales en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una representación incorrecta material debido a fraude es más elevado que en el caso de una representación incorrecta material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, representaciones intencionadamente erróneas o el caso omiso del control interno.
- Obtenemos entendimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno la Sociedad.
- Evaluamos la adecuación de las políticas contables aplicadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por la Administración, de la base contable de empresa en marcha y, basándonos en la evidencia de auditoría obtenida, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre material relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Sociedad para continuar como empresa en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe del auditor sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados o, si dichas revelaciones no son adecuadas, que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe del auditor. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que la Sociedad deje de ser una empresa en marcha.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logran la presentación razonable.

- Planificamos y llevamos a cabo la auditoría del grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y adecuada con respecto a la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro del grupo como una base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados del grupo. Somos responsables por la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de una auditoría de grupo. Somos los únicos responsables por nuestra opinión de auditoría.

Comunicamos a los responsables del gobierno corporativo, entre otros asuntos, el alcance y la oportunidad planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, así como cualquier deficiencia significativa del control interno que identificamos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos a los responsables del gobierno corporativo una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables en relación con la independencia y comunicado todas las relaciones y demás asuntos de los que se puede esperar razonablemente afecten nuestra independencia y, en su caso, las medidas adoptadas para eliminar las amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre los asuntos que han sido objeto de comunicación con los responsables del gobierno corporativo, determinamos los que han sido de mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del año actual y que son, en consecuencia, los asuntos clave de la auditoría. Describimos esos asuntos en nuestro informe del auditor salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente el asunto o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que un asunto no se debiera comunicar en nuestro informe porque cabe razonablemente esperar que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Otros Asuntos

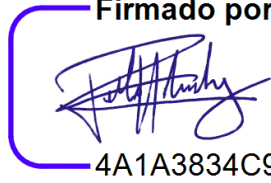
El Colegio de Contadores de Chile A.G. aprobó que las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile adopten integralmente y sin reservas las Normas Internacionales de Auditoría emitidas por el International Auditing and Assurance Standards Board para las auditorías de los estados financieros preparados por el año iniciado a partir del 1 de enero de 2025.

La auditoría a los estados financieros consolidados de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2024 fue efectuada de acuerdo con las Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile vigentes a esa fecha por los cuales emitimos una opinión sin modificaciones con fecha 27 de marzo de 2025.

Deloitte.

Marzo 25, 2026
Santiago, Chile

Firmado por:



4A1A3834C94A452...

Pablo Martínez Coronado
RUT: 14.037.733-3
Socio

**Estados Financieros
Consolidados**

**Correspondiente a los años terminados al 31 de
diciembre de 2025 y 2024**

**INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A.
Y FILIALES**

En miles de pesos chilenos – M\$

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

ACTIVOS	Nota	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	58.210.162	70.843.181
Otros activos no financieros corrientes	21	7.516.492	8.031.801
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	321.961.015	324.447.356
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	8	27.946.957	5.773.984
Inventarios corrientes	9	57.596.400	63.887.742
Activos por impuestos corrientes, corrientes	10	14.142.080	14.767.399
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		487.373.106	487.751.463
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	291.600	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		487.664.706	487.751.463
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	11	3.079.028	5.025.260
Otros activos no financieros no corrientes	21	391.415	120.474
Cuentas por cobrar no corrientes	7	163.286.427	253.902.792
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	113.179.192	113.976.079
Plusvalía	13	232.665.490	232.785.633
Propiedades, planta y equipo	14	1.928.623.289	1.768.787.184
Activos por derecho de uso	15	19.409.061	2.769.632
Activos por impuestos diferidos	16	33.663.882	25.309.123
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		2.494.297.784	2.402.676.177
TOTAL DE ACTIVOS		2.981.962.490	2.890.427.640

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	355.001.959	306.031.965
Pasivos por arrendamientos corrientes	15	6.413.008	1.725.198
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	18	242.329.760	250.525.894
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	8	24.815.672	12.008.933
Otras provisiones a corto plazo	20	6.526.321	7.414.919
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	10	9.379.732	2.133.546
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	20	21.316.227	19.057.391
Otros pasivos no financieros corrientes	21	39.000.635	35.876.523
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		704.783.314	634.774.369
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	1.229.716.774	1.171.133.844
Pasivos por arrendamientos no corrientes	15	14.472.563	2.361.374
Cuentas por pagar no corrientes	18	21.038.688	121.889.018
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8	123.918.360	136.615.777
Otras provisiones a largo plazo	20	168.670	164.352
Pasivo por impuestos diferidos	16	80.456.727	71.552.378
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	20	26.561.520	22.458.450
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	9.438.250	10.604.171
TOTAL DE PASIVOS NO CORRIENTES		1.505.771.552	1.536.779.364
TOTAL DE PASIVOS		2.210.554.866	2.171.553.733
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	22	483.747.016	483.747.016
Ganancias (pérdidas) acumuladas	22	214.160.706	145.473.773
Otras reservas	22	64.109.101	80.716.953
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		762.016.823	709.937.742
Participaciones no controladoras	22	9.390.801	8.936.165
PATRIMONIO TOTAL		771.407.624	718.873.907
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		2.981.962.490	2.890.427.640

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2025 31/12/2025 M\$	01/01/2024 31/12/2024 M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	23	1.039.641.485	954.599.518
Otros ingresos	23	80.168.195	90.716.394
Materias primas y consumibles utilizados	24	(593.478.570)	(565.720.395)
Gastos por beneficios a los empleados	25	(103.427.778)	(100.592.051)
Gasto por depreciación y amortización	26	(73.792.882)	(62.872.130)
Otros gastos, por naturaleza	28	(158.638.956)	(149.273.110)
Otras ganancias (pérdidas)	30	290.162	(662.631)
Ingresos financieros	29	1.566.408	1.770.175
Costos financieros	29	(57.486.639)	(49.942.727)
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	27	(11.716.653)	(9.335.266)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29	11.034.155	(21.563.347)
Resultados por unidades de reajuste	29	(30.464.010)	(36.140.720)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		103.694.917	50.983.710
Gasto por impuestos a las ganancias	16	(21.560.487)	(11.140.489)
Ganancia (pérdida)		82.134.430	39.843.221
Ganancia (pérdida), atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	81.472.734	38.853.396
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	22	661.696	989.825
Ganancia (pérdida)		82.134.430	39.843.221

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Otros Resultados Integrales
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

OTROS RESULTADOS INTEGRALES	Nota	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
		M\$	M\$
Ganancia (pérdida)		82.134.430	39.843.221
Otro resultado integral			
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	20	(774.474)	240.300
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(774.474)	240.300
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Diferencias de cambio por conversión			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(15.656.741)	15.586.005
Otro resultado integral, antes de impuestos, diferencias de cambio por conversión		(15.656.741)	15.586.005
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos		(15.656.741)	15.586.005
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(16.431.215)	15.826.305
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	16	266.553	(64.881)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		266.553	(64.881)
Otro resultado integral		(16.164.662)	15.761.424
Resultado integral		65.969.768	55.604.645
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		65.103.007	54.511.326
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		866.761	1.093.319
Resultado integral		65.969.768	55.604.645

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total al 31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio previamente reportado	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907
Incremento (disminución) del patrimonio por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Patrimonio al comienzo del período	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	81.472.734	81.472.734	661.696	82.134.430
Otro resultado integral	-	(15.864.396)	-	(718.092)	-	(16.582.488)	-	(16.582.488)	205.065	(16.377.423)
Total Resultado integral	-	(15.864.396)	-	(718.092)	-	(16.582.488)	81.472.734	64.890.246	866.761	65.757.007
Dividendos (ver nota 22.1.5)	-	-	-	-	-	-	(12.785.801)	(12.785.801)	-	(12.785.801)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(412.125)	(412.125)
Otros Incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	(25.364)	(25.364)	-	(25.364)	-	(25.364)
Total Cambios en el patrimonio	-	(15.864.396)	-	(718.092)	(25.364)	(16.607.852)	68.686.933	52.079.081	454.636	52.533.717
Patrimonio al final del período	483.747.016	23.752.580	984	(1.351.274)	41.706.811	64.109.101	214.160.706	762.016.823	9.390.801	771.407.624

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Estados Consolidados de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos – M\$)

Estado de Cambio en el Patrimonio Neto	Capital emitido	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de coberturas de flujo de efectivo	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total al 31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Patrimonio previamente reportado	483.747.016	24.122.357	984	(796.493)	41.732.175	65.059.023	103.832.517	652.638.556	8.235.987	660.874.543
Patrimonio al comienzo del período	483.747.016	24.122.357	984	(796.493)	41.732.175	65.059.023	103.832.517	652.638.556	8.235.987	660.874.543
Cambios en el patrimonio										
Resultado integral										
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	38.853.396	38.853.396	989.825	39.843.221
Otro resultado integral	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	-	15.657.930	103.494	15.761.424
Total Resultado integral	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	38.853.396	54.511.326	1.093.319	55.604.645
Dividendos (ver nota 22.1.5)	-	-	-	-	-	-	2.787.860	2.787.860	-	2.787.860
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	(393.141)	(393.141)
Total Cambios en el patrimonio	-	15.494.619	-	163.311	-	15.657.930	41.641.256	57.299.186	700.178	57.999.364
Patrimonio al final del período	483.747.016	39.616.976	984	(633.182)	41.732.175	80.716.953	145.473.773	709.937.742	8.936.165	718.873.907

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES
Estados Consolidados de Flujos de Efectivo Método Directo
 Por los años terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024
 (En miles de pesos chilenos – M\$)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO MÉTODO DIRECTO	Nota	31/12/2025 M\$	31/12/2024 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	-	1.642.736.148	1.090.169.903
Otros cobros por actividades de operación	-	2.645.446	2.830.159
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-	(1.294.236.441)	(823.630.951)
Pagos a y por cuenta de los empleados	-	(94.136.707)	(100.667.560)
Otros pagos por actividades de operación	-	(36.221.029)	(10.128.189)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) operaciones		220.787.417	158.573.362
Impuestos a las ganancias pagados (reembolsados)	-	(6.627.629)	15.257.884
Otras entradas (salidas) de efectivo	-	2.409.909	-
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		216.569.697	173.831.246
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Importes procedentes de ventas de propiedades, planta y equipo, clasificados como actividades de inversión		17.152	259.810
Compras de propiedades, planta y equipo	-	(266.039.793)	(276.112.900)
Intereses recibidos	-	1.366.037	1.750.829
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(264.656.604)	(274.102.261)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de préstamos, clasificados como actividades de financiación	6	341.797.286	338.000.000
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		79.797.286	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		262.000.000	338.000.000
Préstamos de entidades relacionadas	6	161.657.593	43.992.277
Reembolsos de préstamos	6	(231.066.299)	(199.955.643)
Pagos de pasivos por arrendamientos	6	(3.958.586)	(1.122.569)
Pagos de préstamos de entidades relacionadas	6	(172.023.568)	(12.832.268)
Dividendos pagados	-	(266.679)	(269.607)
Intereses pagados	6	(60.394.041)	(53.502.857)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(1.088.092)	(244.854)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		34.657.614	114.064.479
Incremento (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-	(13.429.293)	13.793.464
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	-	796.274	(120.924)
Incremento (disminución) de efectivo y equivalentes al efectivo		(12.633.019)	13.672.540
Efectivo y equivalentes al efectivo al inicio del ejercicio	-	70.843.181	57.170.641
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	6	58.210.162	70.843.181

Las Notas adjuntas forman parte integral de estos Estados Financieros Consolidados

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ÍNDICE

1. Información General y Descripción del Negocio	12
2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas	14
2.1. Principios contables	14
2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas	14
2.3. Bases de preparación	14
2.4. Bases de consolidación	14
2.5. Combinación de negocios	16
2.6. Moneda funcional	16
2.7. Bases de conversión moneda extranjera	17
2.8. Compensación de saldos y transacciones	18
2.9. Propiedades, planta y equipo	18
2.10. Activos intangibles	19
2.10.1. Plusvalía comprada	19
2.10.2. Servidumbres y Derechos de agua	20
2.10.3. Programas informáticos	20
2.10.4. Costos de investigación y desarrollo	20
2.11. Deterioro de activos no financieros	20
2.12. Arrendamientos	21
2.12.1. Sociedad actúa como arrendatario:	21
2.12.2. Sociedad actúa como arrendador:	22
2.13. Instrumentos financieros	22
2.13.1. Activos Financieros	22
2.13.2. Pasivos financieros	24
2.13.3. Efectivo y efectivo equivalentes	24
2.13.4. Instrumentos de patrimonio	24
2.14. Inventarios	24
2.15. Otros pasivos no financieros	25
2.15.1. Ingresos diferidos	25
2.15.2. Subvenciones estatales	25
2.15.3. Obras en construcción para terceros	25
2.16. Provisiones	25
2.17. Beneficios a los empleados	26
2.18. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	26
2.19. Impuesto a las ganancias	27
2.20. Reconocimiento de ingresos y costos	27
2.21. Dividendos	29
2.22. Estado de flujos de efectivo	29
2.23. Nuevos pronunciamientos contables	29
3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	30
3.1. Generación eléctrica	30
3.2. Transmisión	31
3.3. Distribución	31
3.4. Marco regulatorio	32
3.4.1. Aspectos generales	32
3.4.2. Ley que regula el retiro de líneas aéreas y subterráneas de comunicaciones	32
3.4.3. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica	33
3.4.4. Ley de estabilización transitoria de precios	33
3.4.5. Ley N° 21.304 sobre el suministro a clientes electrodependientes	33
3.4.6. Ley Servicios Básicos por Crisis Sanitaria – COVID19	33
3.4.7. Ley Servicios Sanitarios Rurales	34
3.4.8. Ley de Transición Energética	34
3.4.9. Norma Técnica de Distribución	34
3.4.10. Organismos reguladores, fiscalizadores y coordinadores	34

4. Política de Gestión de Riesgos	35
4.1. Riesgos financieros	35
4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio	35
4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad	36
4.1.2. Riesgo Inflacionario	36
4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad	36
4.1.3. Tasa de interés	37
4.1.4. Riesgo de liquidez	37
4.1.5. Riesgo de crédito	38
5. Juicios y estimaciones de la Administración en la aplicación de las políticas contables claves de las Sociedades	38
6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo	40
7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar	41
8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas	47
8.1. Accionistas	47
8.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas	47
8.3. Directorio y personal clave de la gerencia	48
9. Inventarios	49
10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes	50
11. Otros activos financieros no corrientes	51
12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía	51
13. Plusvalía	52
14. Propiedades, Planta y Equipo	53
15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos	55
16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos	57
16.1. Impuesto a la Renta	57
16.2. Impuestos Diferidos	58
17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes	60
18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	61
19. Instrumentos financieros	63
19.1. Instrumentos financieros por categoría	63
19.2. Valor Razonable de instrumentos financieros	64
20. Provisiones	65
20.1. Juicios y multas	65
20.1. Otras provisiones corrientes	65
20.2. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	66
20.4. Provisiones no corrientes, por beneficios a los empleados	67
21. Otros activos y pasivos no financieros	69
22. Patrimonio	71
22.1. Patrimonio neto de la Sociedad	71
22.1.1. Capital suscrito y pagado	71
22.1.2. Dividendos	71
22.1.3. Otras reservas	71
22.1.4. Diferencias de conversión	73
22.1.5. Ganancias Acumuladas	73
22.2. Gestión de capital	74
22.3. Restricciones a la disposición de fondos	74
22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras	74
23. Ingresos	75
24. Materias Primas y Consumibles Utilizados	78
25. Gastos por Beneficios a los Empleados	78
26. Gasto por Depreciación y Amortización	78
27. Pérdida por deterioro	79
28. Otros Gastos por Naturaleza	79
29. Resultados Financieros	80
30. Otras ganancias (pérdidas)	80
31. Segmentos de Negocio	81
32. Medio Ambiente	84
33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes	84
34. Cauciones Obtenidas de Terceros	84

35. Compromisos y Restricciones	84
36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo	96
37. Información Adicional sobre Deuda Financiera	97
38. Moneda Extranjera	98
39. Sanciones	100
40. Hechos Posteriores	100

INVERSIONES ELECTRICAS DEL SUR S.A. Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024

(En miles de pesos chilenos - M\$)

1. Información General y Descripción del Negocio

a) Información General

Inversiones Eléctricas del Sur S.A., en adelante la “Sociedad”, “Eléctricas” o el “Grupo”, fue constituida por escritura pública de fecha 10 de junio de 2008 con el nombre de Inversiones SF SpA, con el objeto de realizar toda clase de inversiones en toda clase de bienes muebles e inmuebles, como por ejemplo en acciones de sociedades anónimas, derechos en sociedades y la administración de estas inversiones y sus frutos.

La Sociedad es el vehículo 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. Los sectores en los que participa la Sociedad y sus filiales son distribución, transmisión, transformación, generación y comercialización de energía eléctrica.

La Sociedad se encuentra inscrita en el Registro de Valores con el número 1.016, y está sujeta a la fiscalización de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

Las sociedades filiales directas inscritas en el Registro de Valores son: Sociedad Austral de Electricidad S.A. (en adelante “Saesa”), inscrita con el número 1.072 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (en adelante “Frontel”), inscrita con el número 1.073. La filial indirecta inscrita en el Registro de Valores es, Sistema de Transmisión del Sur S.A. (en adelante “STS”), inscrita con el número 1.200.

Las filiales indirectas inscritas en el Registro de Entidades Informantes son: Compañía Eléctrica Osorno S.A. (en adelante “Luz Osorno”), inscrita con el número 116, Empresa Eléctrica de Aysén S.A. (en adelante “Edelaysen”), inscrita con el número 28, Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A. (en adelante “SATT”), inscrita con el número 435. Con fecha 28 de junio de 2024 Sistema de Transmisión del Norte S.A. (en adelante “STN”) fue inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero con el número 683.

Las sociedades filiales directas no inscritas son Saesa Innova Soluciones SpA, Saesa Gestión y Logística SpA, Sociedad de Transmisión Austral S.A. (en adelante “STA”), STA II S.A. (en adelante “STA II”), Sagesa Transmisión S.A. (en adelante “Sagesa S.A.”), Sagesa Generación S.A. (en adelante “Sagesa Gx”), Sociedad Generadora Austral S.A., (en adelante “SGA”), Sistema de Transmisión del Centro S.A. (en adelante “STC”), Línea de Transmisión Cabo Leones S.A. y Tolchén Transmisión SpA.

Disolución Saesa Gestión y Logística.

En sesión de directorio celebrada con fecha 13 de noviembre de 2024, el Directorio de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. acordó la disolución de la sociedad Saesa Gestión y Logística SpA, de la cual es el único accionista y administrador.

Para estos efectos, con fecha de 30 de noviembre de 2024 se solicitó el término de giro de esta sociedad ante el Servicio de Impuestos Internos.

Con fecha 26 de junio de 2025, el SII emitió el correspondiente certificado de término de giro, requisito necesario para proceder a la disolución civil de la sociedad.

Una vez obtenido dicho certificado, durante el mes de septiembre de 2025 se procedió a la suscripción de la escritura pública de disolución y liquidación de la sociedad, quedando formalizado dicho proceso.

b) Información del Negocio

Las filiales Saesa, Frontel, Edelaysen y Luz Osorno distribuyen energía eléctrica en la zona sur del país, en el área comprendida entre las provincias de Concepción (Región del Bío Bío) y Villa O’Higgins (Región de Aysén).

La filial indirecta Sagesa es una empresa generadora que opera desde la Región del Biobío a la Región de Los Lagos. Básicamente, posee una central gas/diésel de 45 MW y varias centrales diésel con una potencia instalada de 109,5 MW. Parte de la energía generada por esta empresa se comercializa en el mercado spot del CEN-SEN a través de la filial SGA y sus ingresos corresponden a la venta de energía y potencia que se realiza en dicho mercado.

La filial indirecta Sagesa Tx es una empresa que mantiene activos de Transmisión y la participación en Cabo Leones.

La filial indirecta STS es una empresa cuya principal actividad es el transporte de energía a las generadoras con contrato de suministro con empresas distribuidoras de las regiones del Biobío, Araucanía, Los Ríos y Los Lagos; además, la prestación de servicios en todas las especialidades relacionadas con los sistemas eléctricos de transporte y transformación, tales como asesorías de diseño, construcción, mantenimiento y operación de sistemas.

La filial indirecta STN, cuyo giro principal es la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de transmisión o transporte de energía, opera un sistema de transmisión dedicada en la Región de Antofagasta cuyo propósito es abastecer los requerimientos de energía y potencia de una empresa minera y permitir la conexión de una central generadora (517 MW) al Sistema Eléctrico Nacional (SEN); también opera en el sistema de Transmisión Nacional. Como otros avances, se han incorporado nuevos servicios asociados a operación y control a través de tecnología, monitoreo desde aplicaciones y servicio de inspecciones por medio de drones.

La filial indirecta STC, tiene el mismo giro de STN. Esta Sociedad construyó el Proyecto Línea de Transmisión 2x220 kV San Fabián-Ancoa, la que será operada y administrada por STC una vez que ésta entre en funcionamiento. STC ha finalizado la construcción de la línea durante el segundo semestre del 2018 realizando su energización con fecha 25 de agosto de 2018 y posteriormente se procedió a informar al Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN") que el Proyecto había comenzado su período de puesta en servicio. Este Proyecto tiene como importante cliente a Hidroeléctrica Ñuble SpA, la que evacuará su energía a través de esta línea conectando con el SEN (Sistema Eléctrico Nacional).

En el primer semestre de 2024, Eléctrica Puntilla comunicó al Mercado a través de un hecho esencial que el proyecto Central Ñuble de su filial Hidroeléctrica Ñuble SpA ("Hidroñuble") presenta un atraso importante, estimando su puesta en marcha para el segundo semestre del año 2029.

La filial indirecta Cabo Leones, también está en el sistema de Transmisión Dedicada, corresponde a una línea de doble circuito de 220 KV, ubicado en las comunas de Freirina y Vallenar, que tiene por finalidad evacuar la energía eléctrica y potencia de hasta tres proyectos eólicos en construcción, entró en operación en el mes de diciembre de 2017.

La filial indirecta SATT, actualmente opera algunos activos de Transmisión Nacional y Dedicada en las regiones de Antofagasta, Atacama y Toltén.

La filial indirecta Tolchén cuenta con una línea de transmisión dedicada de doble circuito de 33 km de largo con una capacidad de 233 MVA por circuito y que son utilizados por Parques Eólicos. El primer circuito se extiende desde la Subestación San Gabriel hasta la Subestación Mulchén y el segundo circuito se extiende desde la Subestación Tolpán Sur hasta la Subestación Mulchén. Ambos circuitos se encuentran ubicados en las comunas de Renaico y Mulchén, provincias de Malleco y Biobío, pertenecientes a las regiones de la Araucanía y Biobío respectivamente.

La filial INNOVA tiene por objetivo la compra, venta, arrendamiento y comercialización de productos eléctricos o vinculados al mundo eléctrico en general, además de una amplia gama de soluciones energéticas para el sector industrial, minero, empresarial y hogar.

La filial STA tiene por objeto realizar negocios relacionados principalmente con la transmisión de energía a través suyo o de otras empresas, así como realización y administración de inversiones. Las actividades de la Sociedad que conforman su objeto social podrán desarrollarse en el país o en el extranjero. Actualmente administra las inversiones de sus filiales STN, SATT, STC, Tolchén, STS y SAGESA Tx.

La filial STA II tiene por objeto realizar negocios relacionados con la generación y comercialización de energía a través suyo o de otras empresas. Actualmente administra las inversiones de sus filiales Sagesa Generación y SGA.

El domicilio legal de la Sociedad Apoquindo 3885, 8° Piso, Santiago, y el domicilio comercial principal es Bulnes 441, Osorno.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 los presentes Estados Financieros Consolidados muestran un capital de trabajo negativo principalmente por los montos de cuentas de financiamientos con terceros y cuentas por pagar comerciales. La Sociedad mantiene flujo de caja de las actividades operativas positivo, y monitorea sus proyecciones de flujo de efectivo de manera continua contando con el compromiso de sus partes relacionadas y matriz para financiar proyectos en curso cuando sea necesario. Por lo tanto, para lograr una visión más exacta de la posición financiera, capital de trabajo de la Sociedad, se deben analizar los Estados Financieros Consolidados de la Matriz Inversiones Grupo Saesa Limitada. La Sociedad cuenta con el soporte económico y financiero de su Matriz.

2. Resumen de Principales Políticas Contables Aplicadas

2.1. Principios contables

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

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante "IASB").

Estos Estados Financieros Consolidados han sido aprobados por su Directorio en su sesión celebrada con fecha 25 de marzo de 2026.

2.2. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

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

2.3. Bases de preparación

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad y sus filiales han sido preparados siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable (notas 2.13 y 19.1.a).

2.4. Bases de consolidación

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Las participaciones no controladoras en las filiales se identifican por separado del patrimonio de la Sociedad en dichas entidades. Esas participaciones de los accionistas no controladores que representan participaciones de propiedad actuales y que otorgan a sus titulares el derecho a una parte proporcional de los activos netos en caso de liquidación pueden medirse inicialmente al valor razonable o a la parte proporcional de las participaciones no controladores sobre el valor razonable de los activos netos identificables de la adquirida. La elección del método de medición se realiza caso por caso, para cada adquisición. Posteriormente a la adquisición, el importe en libros de las participaciones no controladoras corresponde al importe de esas participaciones en el reconocimiento inicial más la participación de los intereses no controladores en los cambios posteriores en el patrimonio.

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

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

RUT	Razón social	Nombre abreviado	País	Moneda funcional	% de Participación			
					31/12/2025			31/12/2024
					Directo	Indirecto	Total	Total
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Chile	Peso Chileno	0,0000%	93,2373%	93,2373%	93,2373%
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Chile	Peso Chileno	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Chile	Peso Chileno	0,0000%	99,8600%	99,8600%	99,8600%
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Chile	Dólar Estadounidense	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	Chile	Peso Chileno	0,1000%	99,8987%	99,9987%	99,9987%
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Chile	Peso Chileno	99,9164%	0,0000%	99,9164%	99,9164%
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Chile	Peso Chileno	99,3737%	0,0000%	99,3737%	99,3737%
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Chile	Peso Chileno	100,0000%	0,0000%	100,0000%	100,0000%
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Chile	Dólar Estadounidense	0,0100%	99,9900%	100,0000%	100,0000%
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Chile	Dólar Estadounidense	0,0000%	100,0000%	100,0000%	100,0000%
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	Chile	Dólar Estadounidense	99,9694%	0,0000%	99,9694%	99,9694%

Conversión de Estados Financieros de Sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno

La conversión indicada se realiza del siguiente modo:

- Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados.
- Las partidas de resultados, utilizando el tipo de cambio promedio (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten en la fecha de las transacciones).
- Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros consolidados se registran en el rubro “Reservas por conversión” dentro del Patrimonio Neto.

2.5. Combinación de negocios

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

2.6. Moneda funcional

La moneda funcional para cada entidad del Grupo se determinó como la moneda del ambiente económico principal en que funciona.

La moneda funcional de la Sociedad es el peso chileno. La moneda funcional de las filiales directas e indirectas se distribuye como sigue:

Sociedad	Nombre abreviado	Moneda funcional
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Peso Chileno
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Peso Chileno
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Peso Chileno
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Peso Chileno
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Peso Chileno
STA II S.A.	STA II	Dólar Estadounidense
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Dólar Estadounidense
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Dólar Estadounidense
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Dólar Estadounidense
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Dólar Estadounidense
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Dólar Estadounidense
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	Dólar Estadounidense
Sagesa S.A.	SAGESA TX	Peso Chileno
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Dólar Estadounidense

Aquellas filiales con moneda funcional distinta a la de la Sociedad se convierten según lo indicado en la Nota 2.4.

2.7. Bases de conversión moneda extranjera

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

Los activos y pasivos denominados en moneda extranjera o en unidades reajustables (Unidades de Fomento (UF)), son convertidos a los tipos de cambio a valores vigentes a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados, según el siguiente detalle:

Moneda extranjera y reajutable	Nombre abreviado	31/12/2025	31/12/2024
		\$	\$
Dólar Estadounidense	USD	907,13	996,46
Unidad de Fomento	UF	39.727,96	38.416,69

2.8. Compensación de saldos y transacciones

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

2.9. Propiedades, planta y equipo

Los bienes de Propiedades, planta y equipo son registrados al costo de adquisición, menos la depreciación acumulada y pérdidas por deterioros acumuladas.

Adicionalmente al precio pagado por la adquisición o construcción de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los costos financieros devengados durante el periodo 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 transmisión. 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.
- El monto activado y la tasa de capitalización son los siguientes:

Costos por préstamos capitalizados	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Costos por préstamos capitalizados (ver nota 29)	7.371.424	7.893.292
Tasa de capitalización de costos moneda funcional CLP	3,66%	3,19%
Tasa de capitalización de costos moneda funcional USD	3,00%	3,00%

- Costos de personal relacionados directamente con las obras en curso, ascendieron a M\$12.015.422 por el año terminado al 31 de diciembre de 2025 y a M\$9.122.638 por el año terminado al 31 de diciembre de 2024 (ver nota 25).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad y sus filiales deberán hacer frente, en relación con la obligación de cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por cierre. La Sociedad y sus filiales revisan anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

Las obras en curso se traspasan a activos en operación 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 y sus filiales, que de no concretarse no permitirían el uso del activo.

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

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

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

La Sociedad y sus filiales deprecian sus propiedades, planta y equipo desde el momento en que los bienes están en condiciones de uso.

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

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

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

2.10. Activos intangibles

2.10.1. Plusvalía comprada

La plusvalía se mide como el exceso de la suma de la contraprestación transferida, el importe de cualquier interés no controlador en la adquirida y el valor razonable de la participación accionaria previamente mantenida por el adquirente en la adquirida (si la hubiera), sobre el valor neto a la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos. Si, tras una reevaluación, el valor neto a la fecha de adquisición de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos excede la suma de la contraprestación transferida, el importe de cualquier interés no controlador en la adquirida y el valor razonable de la participación previamente mantenida por el adquirente en la adquirida (si la hubiera), el exceso se reconoce inmediatamente en resultados como una ganancia por compra ventajosa.

La plusvalía no se amortiza, pero se revisa para detectar deterioro al menos una vez al año. Para efectos de la prueba de deterioro, la plusvalía se asigna a cada una de las unidades generadoras de efectivo del grupo (o grupos de unidades generadoras de efectivo) que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación. Las unidades generadoras de efectivo a las que se ha asignado la plusvalía se someten a pruebas de deterioro anualmente, o con mayor frecuencia si existe algún indicio de que la unidad podría estar deteriorada. Si el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo es inferior al importe en libros de la unidad, la pérdida por deterioro se asigna primero para reducir el importe en libros de cualquier plusvalía asignada a la unidad y luego al resto de los activos de la unidad de manera proporcional al importe en libros de cada activo en la unidad. Una pérdida por deterioro reconocida en la plusvalía no se revierte en periodos posteriores (Nota 2.11).

En la enajenación de una unidad generadora de efectivo, el importe atribuible de la plusvalía se incluye en la determinación de la ganancia o pérdida en la enajenación.

2.10.2. Servidumbres y Derechos de agua

Estos activos intangibles corresponden a servidumbres de paso y se reconocen inicialmente a su costo de adquisición. Los activos con vida útil definida se amortizan sistemáticamente durante su vida útil estimada, mientras que los activos con vida útil indefinida no se amortizan. Todos los activos están sujetos a pruebas de deterioro según corresponda.

2.10.3. Programas informáticos

Estos activos intangibles corresponden a aplicaciones informáticas y su reconocimiento contable se realiza inicialmente a su costo de adquisición y, posteriormente, se valorizan a su costo menos 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.

2.10.4. Costos de investigación y desarrollo

Los costos de investigación se reconocen como un gasto en el ejercicio 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 o período posterior.

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

Respecto a los proyectos descritos anteriormente, la Sociedad y sus filiales no han registrado gastos de investigación, de haberlos se contabilizan con cargo al Estado Consolidado de Resultados Integrales.

2.11. Deterioro de 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.

La plusvalía y 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 importe 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 refleje 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 importe 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 importe 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 importe 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 periodos anteriores. Un reverso de una pérdida por deterioro se reconoce inmediatamente en resultados en la medida en que elimina la pérdida por deterioro previamente reconocida para el activo en ejercicios anteriores.

La Sociedad y sus filiales, en base al resultado de las pruebas de deterioro anuales, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

2.12. Arrendamientos

2.12.1. Sociedad actúa como arrendatario:

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

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

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

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

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 aplica 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.

2.12.2. Sociedad actúa como arrendador:

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

El resto de los arrendamientos son clasificados como arrendamientos operativos.

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

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

2.13. Instrumentos financieros

Los activos y los pasivos financieros se reconocen en el Estado Consolidado de Situación Financiera de la Sociedad y sus filiales cuando éste pasa a ser parte de las disposiciones contractuales del instrumento.

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente a valor razonable, excepto en el caso de las cuentas por cobrar comerciales que no tienen un componente de financiación significativo y se miden al precio de transacción (Ver nota 23 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 Consolidado de Resultados Integrales.

2.13.1. Activos Financieros

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

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

a) Clasificación y medición inicial de los activos financieros.

Los criterios de clasificación y medición corresponden a los siguientes:

i. Instrumento de deuda a costo amortizado:

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

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

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

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

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

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

b) Medición posterior de los activos financieros

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

- En el caso de los activos financieros inicialmente reconocidos a costo amortizado, se miden utilizando el método de la tasa de interés efectiva, que une las futuras recaudaciones de efectivo estimadas durante la vida esperada del activo financiero.
- 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 el Estado Consolidado de Resultados Integrales. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en el Estado Consolidado de Resultados Integrales. Al dar de baja los activos, las ganancias y pérdidas acumuladas en otros resultados integrales se reclasifican a los resultados del año.

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

c) Deterioro de activos financieros no derivados

Para las cuentas por cobrar comerciales, cuentas por cobrar por arrendamientos financieros y los activos contractuales, la Sociedad y sus filiales han aplicado el enfoque simplificado para medir la pérdida esperada de crédito (ECL).

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 y clientes por distribución asociados a las filiales de distribución de energía.

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

2.13.2. Pasivos financieros

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

El Grupo mantiene los siguientes pasivos financieros en su Estado Consolidado de Situación Financiera, 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 Consolidado de Resultados Integrales a lo largo de la vida de la deuda de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

2.13.3. Efectivo y efectivo equivalentes

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

2.13.4. Instrumentos de patrimonio

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

2.14. Inventarios

Los inventarios se presentan al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo comprende los materiales directos y, cuando corresponde, los costos de mano de obra directa y aquellos gastos generales que se hayan incurrido para llevar los inventarios a su ubicación y condición actuales. El costo se calcula utilizando el método de costo promedio ponderado. El valor neto realizable representa el precio estimado de venta menos todos los costos estimados de terminación y los costos estimados necesarios para efectuar la venta.

2.15. Otros pasivos no financieros

En este rubro se incluyen los siguientes conceptos:

2.15.1. Ingresos diferidos

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

En 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 las filiales de la Sociedad deben 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 las filiales de la Sociedad con cargo al pasivo registrado como pasivo por ingreso diferido, en la proporción al servicio prestado y sobre el plazo de duración del contrato.

2.15.2. Subvenciones estatales

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

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

2.15.3. Obras en construcción para terceros

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

La Sociedad y sus filiales miden el grado de avance diferenciando según el presupuesto total de la obra (entre mayores o menores a los M\$50.000, en el caso de la filial INNOVA, M\$25.000). Para trabajos 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.

2.16. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad y sus filiales tienen una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un hecho pasado, es probable que deban liquidar dicha obligación y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión es la mejor estimación del desembolso necesario para liquidar la obligación presente en la fecha de reporte, considerando los riesgos e incertidumbres asociados a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando los flujos de efectivo estimados para liquidar la obligación presente, su importe en libros corresponde al valor presente de dichos flujos de efectivo (cuando el efecto del valor temporal del dinero es significativo).

Cuando se espera que algunos o todos los beneficios económicos necesarios para liquidar una provisión sean recuperados de un tercero, se reconoce un derecho a cobrar como activo si es prácticamente cierto que se recibirá el reembolso y si el importe puede medirse de manera fiable.

2.17. Beneficios a los empleados

- Beneficios a los empleados a corto plazo, y otros beneficios de largo plazo

Se reconoce un pasivo por los beneficios devengados por los empleados en concepto de sueldos y salarios, vacaciones anuales y licencias por enfermedad en el ejercicio en que se presta el servicio correspondiente, por el importe no descontado de los beneficios que se espera pagar a cambio de dicho servicio.

Los pasivos reconocidos en relación con los beneficios a corto plazo para empleados se miden al importe no descontado de los beneficios que se espera pagar a cambio del servicio correspondiente.

Los pasivos reconocidos en relación con otros beneficios a largo plazo para empleados se miden al valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados que se espera desembolsar por parte del grupo en relación con los servicios prestados por los empleados hasta la fecha de reporte.

- 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.

Para los planes de retiro de beneficio definido, el costo de proporcionar los beneficios se determina utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período anual de reporte. Las revaluaciones, que comprenden las ganancias y pérdidas actuariales, se reconocen inmediatamente en el Estado Consolidado de Situación Financiera con un cargo o abono en otro resultado integral en el período en que ocurren. Las revaluaciones reconocidas en otro resultado integral no se reclasifican posteriormente.

La Sociedad y sus filiales utilizan supuestos para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Dicha expectativa, al igual que los supuestos, son establecidos en conjunto con un actuario externo. Estos supuestos incluyen una tasa de descuento (nominal) de 5,37% anual al 31 de diciembre de 2025 y 5,32% anual al 31 de diciembre de 2024, los aumentos esperados en las remuneraciones y permanencia futura, entre otros.

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

2.18. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

2.19. Impuesto a las ganancias

Impuesto a las ganancias

El impuesto corriente a pagar se basa en la utilidad tributaria del ejercicio. La utilidad tributaria difiere de la utilidad neta reportada en el estado de resultados, ya que excluye partidas de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en otros ejercicios y también excluye partidas que nunca son gravables o deducibles. La obligación de la Sociedad por impuesto corriente a las ganancias se calcula utilizando las tasas impositivas que hayan sido promulgadas o sustancialmente promulgadas al final del período de reporte.

Se reconoce una provisión para aquellos asuntos cuya determinación fiscal es incierta, pero se considera probable que habrá una salida futura de fondos hacia una autoridad fiscal. Las provisiones se miden por la mejor estimación del importe que se espera pagar. La evaluación se basa en el juicio de los expertos tributarios de la Sociedad y sus filiales, respaldado por la experiencia previa en este tipo de asuntos y, en ciertos casos, por asesoría tributaria independiente especializada.

Impuestos diferidos

El impuesto diferido es el impuesto que se espera pagar o recuperar por las diferencias entre los valores en libros de los activos y pasivos en los estados financieros y sus bases tributarias correspondientes utilizadas para determinar la utilidad tributaria, y se contabiliza utilizando el método del pasivo. Generalmente, se reconocen pasivos por impuestos diferidos por todas las diferencias temporarias imponibles, y se reconocen activos por impuestos diferidos en la medida en que sea probable que existan utilidades tributarias futuras contra las cuales puedan utilizarse dichas diferencias temporarias deducibles. Estos activos y pasivos no se reconocen si la diferencia temporaria surge del reconocimiento inicial (excepto en una combinación de negocios o en transacciones que generan diferencias temporarias imponibles y deducibles iguales) de otros activos y pasivos en una transacción que no afecta ni la utilidad tributaria ni la utilidad contable. Además, no se reconoce un pasivo por impuesto diferido si la diferencia temporaria surge del reconocimiento inicial de una plusvalía.

El importe en libros de los activos por impuestos diferidos se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en la medida en que ya no sea probable que existan suficientes utilidades tributarias futuras que permitan recuperar total o parcialmente dicho activo.

La medición de los pasivos y activos por impuestos diferidos refleja las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la Sociedad y sus filiales esperan, al final del período de reporte, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

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

2.20. Reconocimiento de ingresos y costos

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

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

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

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

(i) Venta de Energía:

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

Los ingresos por venta de energía son reconocidos a lo largo del tiempo.

(ii) Transmisión:

Los ingresos por servicios de transmisión regulada se registran en base a la valoración de las instalaciones (VATT), de acuerdo a lo establecido en los decretos de valorización y adjudicación. Los ingresos por servicios de Transmisión dedicada se obtienen a partir de lo convenido en los contratos privados de transporte celebrados entre este tipo de usuarios y el propietario de éstas, y normalmente su precio se establece mediante el cálculo del AVI + COMA determinado de mutuo acuerdo entre las partes.

(iii) Generación y Comercialización:

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

(iv) 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.

(v) Ingresos por construcción de obras a terceros: (se reconocen y se miden según lo indicado en Nota 2.15.3).

Los ingresos por la construcción de 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.

(vi) Ingresos por intereses:

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

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

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

2.21. Dividendos

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

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

2.22. Estado de flujos de efectivo

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

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

2.23. Nuevos pronunciamientos contables

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

Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Falta de Intercambiabilidad (enmiendas a NIC 21)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025
Modificaciones a las normas de sostenibilidad (SASB) para mejorar su aplicabilidad internacional	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2025

La aplicación de estas Enmiendas no ha tenido un efecto significativo en los montos reportados en estos Estados Financieros Consolidados, sin embargo, podrían afectar la contabilización de futuras transacciones o acuerdos.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva aún no vigentes:

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

Nuevas NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 18, Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
NIIF 19, Subsidiarias Sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027
Enmiendas a NIIF	Fecha de aplicación obligatoria
Modificaciones a la Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Mejoras Anuales a las Normas IFRS, Volumen 11 (enmiendas a NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza (enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2026
Enmiendas a las revelaciones de emisiones de gases de efecto invernadero (enmiendas a NIIF 52)	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2027

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

3. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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

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

En Chile, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre la zona entre Arica y Chiloé. Por otro lado, existen varios sistemas medianos (SSMM) operados por empresas integradas verticalmente, (entre ellas las filiales SAESA y Edelaysen), 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 el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), existen tres mercados principales que se diferencian, tanto en el tipo de clientes como en el tipo de tarifa aplicable a cada uno.

- a) Mercado de los clientes libres:** Corresponde a aquellos clientes con potencia instalada superior a 5 MW, los que pactan su tarifa libremente con el generador. Los clientes entre 300 kW y 5 MW pueden optar pertenecer al mercado de clientes libres o regulados y, no pueden cambiarse de régimen tarifario durante cuatro años.
- b) Mercado mayorista:** Segmento en el que participan las generadoras al realizar transacciones entre ellas, ya sea por medio de contratos o ventas a costo marginal.
- c) Mercado de las empresas distribuidoras:** Pertenecen a este segmento todas las transferencias de energía entre empresas generadoras y distribuidoras para abastecer a clientes sujetos a regulación de precios (en adelante los "clientes regulados"). De esta manera, las distribuidoras se convierten en clientes de las generadoras.

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

Durante el año 2025 se realizaron dos licitaciones de suministro que resultaron adjudicadas exitosamente, ambas a Enel Generación Chile:

- 2025/01: La primera de mediano plazo que busca abastecer el período 2027-2030.
- 2025/02: La primera de corto plazo que busca abastecer déficits de suministro del año 2026.

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

Respecto de los Sistemas Medianos, operados por empresas integradas verticalmente, ellos no presentan condiciones de competencia en el mercado de la generación, razón por la cual sus costos de generación y transmisión son determinados en el marco de un Proceso Tarifario realizado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) cada cuatro años. En la actualidad, la operación y explotación de los SSMM de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes, están en manos de la filial EDELAYSEN, y los de Hornopirén y Cochamó están en manos de la filial SAESA.

El proceso de tarificación de Sistemas Medianos para el período noviembre 2022 – octubre 2026 concluyó en octubre del 2025 con la publicación en el Diario Oficial de los Decretos Tarifarios del Ministerio de Energía (MEN), con vigencia retroactiva desde noviembre 2022, que además incluían por primera vez al Sistema Mediano de Puerto Cisnes. Adicionalmente, a fines del 2025 se dio inicio al proceso de tarificación correspondiente al período noviembre 2026 - octubre 2030.

3.2. Transmisión

Los sistemas de transmisión se califican en tres grupos principales: Transmisión Nacional, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada, siendo los dos primeros de acceso abierto y con tarifas reguladas.

En el caso de la transmisión dedicada, no se puede negar el acceso en caso de que exista capacidad técnica disponible, y los cargos por transporte se rigen por contratos privados entre las partes, a excepción de aquellos destinados al suministro de usuarios sometidos a regulación de precios, en cuyo caso los cargos son regulados.

La información para definir los peajes es pública en todos los casos. El sistema de cobro de las empresas transmisoras es la suma de un ingreso tarifario más un cargo a los usuarios finales. Este sistema permite a las compañías propietarias de las instalaciones de transmisión recuperar y remunerar sus inversiones en activos de transmisión y recaudar los costos eficientes asociados a la operación de dichos activos. El valor de transmisión puede ser regulado por la Autoridad Regulatoria, determinado en Licitaciones Públicas, o por contratos privados entre las partes.

En septiembre 2025, la CNE finalizó el proceso de homologación de las instalaciones cuya puesta en servicio fue entre los años 2020 y 2023, cuyos valores deberán fijarse mediante Decretos Tarifarios emitidos por el MEN. En este proceso, se valorizaron las instalaciones tomando como referencia los precios, recargos y costos de operación y mantenimiento contenidos en el Decreto MEN 7T del 2022.

Adicionalmente, se encuentra en desarrollo el proceso de valorización de instalaciones con vigencia entre los años 2024 a 2027. Al 31 de diciembre, se está a la espera de los informes de avance N°2 de los consultores que realizan los estudios de Transmisión Nacional y Transmisión Zonal y Dedicado. Una vez terminado los estudios, la CNE debe emitir su Informe Técnico, para ser observado y se sujetó de discrepancias ante el Panel de Expertos, luego de los cual dará origen al respectivo Decreto Tarifario.

3.3. Distribución

De acuerdo a la legislación, se considera distribución a todas las redes eléctricas con un voltaje máximo de 23 kV.

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

Cada cuatro años, la CNE fija el Valor Agregado de Distribución (VAD), así como sus fórmulas de indexación, en base a un proceso de clasificación de cada una de las empresas en Áreas Típicas utilizando criterios económicos, tales como densidad de población, densidad de consumo y costos por unidad de potencia distribuida. Se simula una Empresa Modelo por cada Área Típica, considerando fundamentalmente estándares operacionales y que basan en las características de una Empresa de Referencia. Está en curso el proceso tarifario del cuatrienio 2024-2028.

Con ocasión de cada proceso tarifario del VAD, la CNE debe actualizar los precios de Servicios Asociados a la distribución (SSAA) y las fórmulas tarifarias para el cálculo de Peajes de Distribución. Respecto de los Peajes, en septiembre de 2025 la CNE emitió su Informe Técnico (IT) una vez resuelta la instancia de discrepancias ante el Panel de Expertos. Este IT servirá como insumo para que el MEN dicte el Decreto Tarifario respectivo.

Respecto de los SSAA, en octubre de 2024 la CNE publicó el Informe Técnico de precios a partir del cual las empresas presentaron discrepancias ante el Panel de Expertos y que fueran resueltas el 31 de marzo de 2025. Posteriormente, a principios de julio de 2025, la CNE publicó su Informe Técnico recogiendo el dictamen del Panel que servirá de insumo al MEN para dictar el correspondiente Decreto Tarifario.

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

La distribuidora puede tener los siguientes tipos de servicios:

a) Ventas a Clientes Regulados

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

El Precio de Nudo refleja el costo medio de compra de energía y potencia a las generadoras que se adjudicaron las licitaciones de suministro de electricidad. Este precio es definido semestralmente, en enero y julio, mediante la publicación en el Diario Oficial del Decreto de Precio de Nudo Promedio. El último Decreto de Precio de Nudo Promedio publicado en el Diario Oficial del 8 de julio de 2025, corresponde al segundo semestre del 2025. Hasta fines de 2025 aún se espera la publicación del Decreto de Precios de Nudo Promedio correspondiente al primer semestre del 2026.

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 cliente, de acuerdo a condiciones de mercado que incluye el pago por el uso de las redes de distribución a las que se conecten (VAD).

c) Otros Servicios Asociados a la Distribución

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

3.4. Marco regulatorio

3.4.1. Aspectos generales

La industria eléctrica nacional se encuentra regulada desde 1982, principalmente por el Decreto con Fuerza de Ley N°1/82, llamada Ley General Sobre Servicios Eléctricos (LGSE), y la reglamentación orgánica de dicha Ley. La LGSE establece el marco general para la prestación del servicio eléctrico, incluyendo la generación, transmisión, distribución y comercialización. Las regulaciones buscan garantizar la seguridad, eficiencia, continuidad y universalidad del servicio eléctrico, así como promover el desarrollo sustentable del sector y la incorporación de energías limpias.

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.

3.4.2. 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. Después de años de tramitación, en marzo de 2025 se publicó el Reglamento que permite hacer operativa esta Ley, según Decreto N°176 del 2023, del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones, que aprueba plan de gestión y mantención de líneas aéreas y subterráneas de telecomunicaciones, que obligará a las empresas de distribución a mantener un catastro actualizado por el uso de sus redes para el tendido de redes de telecomunicaciones.

3.4.3. Ley Perfeccionamiento del Proceso Tarifario de Distribución Eléctrica

La Ley N° 21.194-19 del Ministerio de Energía, publicada en el Diario Oficial el 21/12/2019 generó cambios en el marco regulatorio principalmente en el proceso tarifario de distribución, que se encuentra actualmente en desarrollo para el proceso de cálculo del VAD para el cuadrienio 2024-2028.

Mediante Resolución Exenta CNE N°176/2020 y sus modificaciones posteriores, se determinó 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.

De acuerdo con la Ley y la Resolución, las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el SEN deben constituirse como sociedades de Giro Exclusivo de distribución y sólo pueden ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución. La Sociedad ya tiene implementadas estas exigencias.

Las exigencias de Giro Exclusivo permiten realizar otros servicios regulados en SSMM, como generación y transmisión, manteniendo un sistema de contabilidad independiente. Por ello, la generación y distribución en los SSMM se mantienen bajo el RUT de la filial EDELAYSEN y/o SAESA, según corresponda.

3.4.4. 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 02/08/2022 que crea un Fondo de Estabilización de Tarifas (FET), cofinanciado por aportes del Ministerio de Hacienda y un cargo aplicado a los clientes, diferenciado por nivel de consumo según 3 tramos, y cuya implementación inició en diciembre de 2022.

Con fecha 30 de abril de 2024 se publicó la Ley N°21.667 que modifica diversos cuerpos legales relacionados con la Estabilización Tarifaria del sector eléctrico, permitiendo la implementación del descongelamiento de tarifas de suministro y distribución que se mantenían desde fines del 2019. Adicionalmente, incorpora un subsidio a un grupo de clientes vulnerables, diferencia los precios en 2 tramos de consumo, establece un alza paulatina de los precios según el grupo de consumo e incorpora un nuevo cargo, incluido en el precio de la energía, para pagar los saldos pendientes con los generadores.

3.4.5. 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.

Con fecha 09/05/2022 el MEN publicó Reglamento de la Ley, mediante el Decreto Supremo N°65, con las disposiciones más específicas sobre la creación e inscripción en el registro para acceder a los beneficios y las obligaciones de parte de las empresas distribuidoras.

Asimismo, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha establecido, mediante diversos instructivos, condiciones y obligaciones más específicas para la atención de clientes electrodependientes.

3.4.6. 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 estableció que, durante los 90 días siguientes a su publicación, las empresas proveedoras de dichos servicios no podían cortar el suministro por mora a los usuarios que la propia norma indica, que se consideraron para estos efectos como vulnerables.

Además, se estableció 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 prorrateen 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 postergó hasta la primera facturación que ocurra una vez que hayan transcurrido los 90 días, sin multas, intereses ni gastos asociados.

La Ley N°21.249 fue modificada por la Ley N°21.340, publicada el 22 de mayo de 2021, que extendió los beneficios hasta el 31 de diciembre de 2021 y aumentó la cantidad de cuotas para prorratear deudas hasta 48.

Con fecha 11 de febrero de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.423, que reguló el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y estableció subsidios a clientes vulnerables. Esta ley prorrateó 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 ha sido cubierta por un subsidio del Gobierno y la deuda no cubierta por las cuotas se deberá extinguir. El 23 de junio de ese mismo año se publicó la Resolución MEN N°130/2022, que aprobó el procedimiento para el pago de los subsidios. El mecanismo comenzó a operar en agosto 2022 y se espera culminar a principios del 2026 (nota 7).

Respecto de la deuda no cubierta por las cuotas, de acuerdo al Convenio firmado entre cada distribuidora y el MEN, existe una parte no renunciada que la Autoridad deberá reconocer e incluir en los futuros Procesos Tarifarios de VAD, a saber, el del cuatrienio 2024-2028, en curso.

3.4.7. Ley Servicios Sanitarios Rurales

Con fecha 19 de febrero de 2024 se promulgó la Ley N°21.657 que modifica la Ley Eléctrica en materia de Servicios Sanitarios Rurales (SSR). Esta Ley elimina el cobro de potencia a los SSR, reduciendo significativamente su costo del suministro de electricidad. El menor costo de cobro a los SSR será asumido por los demás clientes del SEN.

3.4.8. Ley de Transición Energética

Publicada a fines del año 2024, la Ley N°21.721 agiliza la realización de obras de expansión necesarias y urgentes para el sistema eléctrico, hace más eficientes los procesos de licitación, entrega mecanismos de revisión del valor de inversión (VI) de las Obras de Ampliación.

3.4.9. 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 en abril 2024 mediante RE CNE N°210-24, perfeccionando algunos puntos de la norma publicada el 2017 y modificada el 2019.

3.4.10. 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 discrepancias 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 (CEN):** 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 política de gestión de riesgo está orientada a la protección de la Sociedad y sus filiales, sus empleados y su entorno ante situaciones que los puedan afectar negativamente, a través de un Modelo de Gestión Integral de Riesgos alineado con normativas internacionales para la integración de la gestión de riesgos. 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 se basa en cubrir todas aquellas exposiciones significativas, siempre y cuando existan instrumentos adecuados y el costo sea razonable.

A continuación, se especifican los riesgos financieros identificados por la Gerencia de Administración y Finanzas del Grupo, para los cuales se han establecido políticas específicas de gestión y mitigación.

4.1. Riesgos financieros

Los riesgos financieros se refieren a la posibilidad de que existan eventos que puedan traer consecuencias financieras negativas. En línea con lo anterior, la Sociedad ha definido una estructura de gestión del riesgo financiero, cuyo proceso está basado en la identificación, análisis, cuantificación, medición y control de cada evento que pudiera impactar los resultados financieros de la compañía.

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

4.1.1. Riesgo de Tipo de cambio

La Sociedad podría verse afectada por las fluctuaciones de monedas dado que las transacciones realizadas están denominadas en dólares estadounidenses y pesos chilenos.

La Sociedad realiza una revisión periódica 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.

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

Aquellas filiales que mantienen su moneda funcional peso están expuestas a variaciones de tipo de cambio de dólar estadounidense a través de sus ingresos, dada la indexación en esta moneda para su tarificación mensual.

Adicionalmente, estas filiales están expuestas a variaciones de tipo de cambio en ciertos egresos en moneda extranjera, principalmente dólar estadounidense.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus filiales no mantienen instrumentos derivados.

4.1.1.1. Análisis de Sensibilidad

A continuación, se muestra un cuadro comparativo para los años diciembre 2025 y diciembre 2024 y el análisis de sensibilidad con el impacto en resultados por las cuentas monetarias de balances en moneda distinta de su moneda funcional (dólar estadounidense), de Sagesa S.A., SGA, STN, STC, SATT y Cabo Leones S.A., ante una variación positiva o negativa de \$10 en el tipo de cambio:

Sociedad	Nombre abreviado	Situación de balance	Sensibilidad Variación en T/C (±)	31/12/2025		31/12/2024	
				Abono / (Cargo)		Abono / (Cargo)	
				Apreciación del \$	Devaluación del \$	Apreciación del \$	Devaluación del \$
				MM\$	MM\$	MM\$	MM\$
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(236.939)	236.939	(224.483)	224.483
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(32.048)	32.048	(23.576)	23.576
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(141.040)	141.040	(94.549)	94.549
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(318.506)	318.506	(372.509)	372.509
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(2.334.094)	2.334.094	(1.727.279)	1.727.279
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Exceso de pasivos sobre activos	\$10	(302.614)	302.614	(341.877)	341.877
Totales				(3.365.242)	3.365.242	(2.784.273)	2.784.273

4.1.2. Riesgo Inflacionario

Un porcentaje relevante de los ingresos de la compañía están denominados en pesos chilenos y utilizan como variable de indexación el IPC local.

Las tarifas reguladas 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. Asimismo, en el caso de clientes libres, los contratos pueden estar denominados en unidades de fomento.

Por otro lado, la sociedad mantiene un porcentaje importante de la deuda denominada en UF. No obstante, la exposición de la Sociedad se encuentra acotada por tener prácticamente la totalidad de los ingresos con alguna fórmula de indexación.

4.1.2.1. Análisis de Sensibilidad

La Sociedad y sus filiales realizaron un análisis de sensibilidad de la variación de la UF para los Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (préstamos bancarios y bonos) suponiendo que todas las otras variables se mantienen constantes. Esta metodología consiste en medir, para los mencionados pasivos la variación positiva de medio punto porcentual en base anual de la UF por el periodo de cierre de estos Estados Financieros Consolidados, con respecto de la variación real de la UF.

El resultado del análisis arrojó que, de acuerdo con la condición anterior, se produce un aumento en los pasivos de la sociedad de M\$ 2.383.678 al 31 de diciembre de 2025.

El impacto en resultados para el análisis indicado es el siguiente para los ejercicios de diciembre de 2025 y 2024:

Tipo de Deuda	Total Deuda Financiera Reajutable		Variación % aumento UF	Efecto en Resultados	
	31/12/2025	31/12/2024		31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$		M\$	M\$
Deuda en UF (bonos)	899.492.145	798.024.018	0,5%	2.383.678	2.305.001

4.1.3. Tasa de interés

Las fluctuaciones de tasa de interés pueden modificar los flujos futuros de los activos y pasivos que estén referenciados a una tasa de interés variable, así como también, las variaciones de tasa de interés pueden modificar el valor razonable de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés fija.

La Sociedad evalúa constantemente su estructura de deuda y la de sus filiales, gestionando este riesgo poniendo énfasis principalmente en los pasivos financieros. Al 31 de diciembre de 2025, Sociedad mantiene el 100% de la deuda financiera asociada a una tasa de interés fija.

Existe un riesgo de tasas de interés asociado a la rentabilidad de las inversiones de caja, que surgen por las condiciones actuales de mercado en relación con las alzas de inflación y tasas de interés referenciales, tanto locales como extranjeras.

La Administración invierte la caja principalmente en Fondos Mutuos a plazos menores a 30 días con posibilidad de rescates diarios y monitorea de forma diaria los movimientos de tasas que afecten los actuales rendimientos. En caso de ser necesario, la Administración rescata los fondos de forma anticipada y reinvierte a valores de mercado.

4.1.4. Riesgo de liquidez

Los recursos financieros se obtienen principalmente 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 mantenía, al 31 de diciembre de 2025, efectivo y equivalentes de efectivo por M\$58.210.162 (M\$70.843.181 al 31 de diciembre de 2024).

Adicionalmente, con el objetivo de mantener una reserva de liquidez, la Matriz cuenta con un contrato firmado de línea de Capital de Trabajo comprometida por un monto total de M\$ 35.000.000 disponible a todo evento para la Sociedad y sus filiales, y de libre disposición hasta febrero del año 2026, con spread máximos acordados. A través de este contrato, y considerando el perfil de deudas de estas Sociedades, se puede asegurar el cumplimiento de sus obligaciones en el corto y mediano plazo, minimizando el riesgo de liquidez.

Al 31 de diciembre de 2025, el 79% de la deuda del Grupo está estructurada con vencimientos de largo plazo, con servicio de deuda anual y/o semestral (principalmente intereses) menores a los flujos proyectados en escenarios conservadores, para no tener riesgos de refinanciación a corto o largo plazo.

A continuación, se muestra el perfil de vencimientos de capital e interés al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Capital e intereses	31/12/2025								Totales
	Corrientes		No corrientes						
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	25.984.580	49.548.404	57.937.717	53.903.750	108.926.962	114.069.841	774.357.235	423.583.438	1.608.311.927
Préstamos bancarios	95.726.131	233.514.712	-	-	-	-	-	-	329.240.843
Arrendamientos financieros	2.357.755	4.055.253	5.047.521	4.474.431	2.415.884	524.298	2.010.429	-	20.885.571
Totales	124.068.466	287.118.369	62.985.238	58.378.181	111.342.846	114.594.139	776.367.664	423.583.438	1.958.438.341
Porcentualidad	6%	15%	3%	3%	6%	6%	40%	22%	100%

Capital e intereses	31/12/2024								Totales
	Corrientes		No corrientes						
	Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años hasta 10 años	Más de 10 años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Bonos	13.592.786	42.599.084	55.631.958	55.072.061	54.512.161	105.174.505	780.679.993	458.096.860	1.565.359.408
Préstamos bancarios	188.027.579	91.409.715	-	-	-	-	-	-	279.437.294
Arrendamientos financieros	1.089.229	635.969	417.588	272.007	270.892	126.654	1.274.233	-	4.086.572
Totales	202.709.594	134.644.768	56.049.546	55.344.068	54.783.053	105.301.159	781.954.226	458.096.860	1.848.883.274
Porcentualidad	11%	7%	3%	3%	3%	6%	42%	25%	100%

Al 31 de diciembre de 2025, no hay préstamos bancarios reembolsables en más un año (nota 17a) y el 75% de los bonos son reembolsables después de más de 5 años (Nota 17a). (A 31 de diciembre de 2024 74% y 83% respectivamente).

4.1.5. Riesgo de crédito

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

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

En virtud de lo anterior, la Sociedad y sus filiales han registrado al 31 de diciembre de 2025 una provisión de deterioro por M\$33.860.053, considerando los efectos antes descritos en relación con los futuros convenios contraídos y el saldo de la deuda que deberá asumir la Sociedad (Ver Nota 7).

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

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

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

Conceptos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Ingresos operacionales (últimos 12 meses)	1.119.809.680	1.045.315.912
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar vencidas y deterioradas (últimos 12 meses)	15.503.552	9.296.279
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deterioradas / ingresos operacionales	1,38%	0,89%

5. Juicios contables críticos y estimaciones claves al aplicar las políticas contables de las Sociedades

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

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 su fecha de presentación. 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 críticos, estimaciones clave y supuestos significativos utilizados por la Administración en la preparación de estos Estados Financieros Consolidados:

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

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

- b) **Deterioro de activos:** El Grupo revisa el valor libro de sus activos tangibles e intangibles para determinar si existe algún indicador de que el valor libro no es recuperable. Si existe tal indicador, se estima el valor recuperable del activo para determinar la extensión del deterioro. En la evaluación del deterioro, los activos que no generan flujo de caja independiente se agrupan en una Unidad Generadora de Efectivo ("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:

- Ingresos por distribución y peajes de transmisión: El valor de los ingresos por distribución y peajes de transmisión (de los Sistemas de Transmisión Regulados y No Regulados de la Sociedad) de conformidad con los decretos tarifarios vigentes (o contratos existentes) y el posible impacto de la regulación.
 - 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:** El Grupo considera como ingresos, además de los servicios facturados en el año, una estimación de los servicios prestados en espera de facturación al final del año, considerando que la medición se realiza durante el mes de acuerdo con un programa de medición. Además, los costos asociados con tales ingresos se han incluido debidamente como costos de operación. También se considera como parte de los ingresos y costos de la operación, la estimación de ciertas cantidades del Sistema Eléctrico (entre otras, compra y venta de energía y cobro de peajes) que permiten la liquidación entre las diferentes empresas del Sistema por los servicios ya prestados. Estas acumulaciones se invertirán una vez que las liquidaciones finales sean emitidas por el regulador responsable y registradas en el libro mayor.
- d) **Deterioro de deudores y existencias obsoletas:** La Sociedad y sus filiales han estimado el riesgo de recuperación de sus cuentas por cobrar y de la obsolescencia de inventario, para lo que han establecido porcentajes de provisión según las pérdidas crediticias esperadas y la tasa de rotación de sus inventarios, respectivamente (nota 27).
- e) **Indemnización por años de servicio:** Las obligaciones reconocidas por concepto de indemnizaciones por años de servicio nacen de convenios colectivos suscritos con los trabajadores de la Sociedad y sus filiales en los que se establece el compromiso por parte de ella. La Administración utiliza supuestos actuariales para determinar la mejor estimación de estos beneficios. Cualquier ganancia o pérdida actuarial, la que puede surgir de cambios en los supuestos actuariales, es reconocido dentro de otros resultados integrales del año.

Los supuestos son establecidos en conjunto con un actuario externo a la Sociedad y a sus filiales, e incluyen entre otras las hipótesis demográficas, la tasa de descuento y los aumentos esperados de remuneraciones y permanencia futura. (notas 2.17 y 20)

- 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 (nota 20.4).
- g) **Supuestos empleados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros:** (notas 2.13 y 19.1).

6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

- a) El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Efectivo y equivalentes al efectivo	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Efectivo en caja	6.566.844	7.064.467
Saldo en bancos	6.696.541	11.512.913
Depósitos a plazo	34.985.311	35.000.215
Otros instrumentos de renta fija	9.961.466	17.265.586
Total Efectivo y equivalentes al efectivo	58.210.162	70.843.181

- b) El detalle de los Depósitos a plazo es el siguiente:

Razón social	Nombre abreviado	Nombre entidad financiera	Nombre instrumento financiero	Moneda	Fecha de vencimiento	Monto inversión	
						31/12/2025	31/12/2024
						M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	03/01/2025	-	29.996.882
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	05/01/2026	14.980.500	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	03/01/2025	-	5.003.333
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotiabank Chile	Depósitos a plazo	CLP	05/01/2026	20.004.811	-
Total Depósitos a plazo						34.985.311	35.000.215

- c) 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	
						31/12/2025	31/12/2024
						M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	1.500.425
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	1.991.498	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	3.624.003
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Banchile Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	5.376.541
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Larraín Vial S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.340.585	-
Compañía Eléctrica Osorno S.A.	LUZ OSORNO	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	584.730	717.333
Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	505.288	378.107
Saesa Innova Soluciones SpA	INNOVA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	493.158	503.143
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	650.184
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	691.168	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Scotia Administradora General de Fondos Mutuos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	1.581.293
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	291.071	-
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	311.076	-
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	-	513.871
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	Banco Estado S.A. Administradora General de Fondos	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	717.175	2.420.686
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	BCI Asset Management Administradora General de Fondos S.A.	Fondos Mutuos	CLP	AA+fm/M1	2.035.717	-
Total Otros instrumentos de renta fija						9.961.466	17.265.586

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

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

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

Detalle del Efectivo y equivalentes del efectivo	Moneda	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	55.951.397	68.054.574
Monto del Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.258.765	2.788.607
Total Detalle por tipo de moneda		58.210.162	70.843.181

e) Las siguientes tablas detallan los cambios en los pasivos que se originan de actividades de financiamiento de la Sociedad y de sus filiales, incluyendo aquellos cambios que representan flujos de efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2025	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2025
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devenido intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Trasposos	Amortización	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios, corrientes	274.422.000	(215.000.000)	(14.512.084)	262.000.000	-	-	14.940.877	-	-	-	-	-	321.855.793
Arrendamientos financieros, corrientes	1.725.198	-	(86.434)	-	-	-	498.076	(156.023)	-	-	4.432.191	-	6.413.008
Arrendamientos financieros, no corrientes	2.361.374	-	(365.297)	-	-	(3.958.586)	-	121.309	-	20.745.721	(4.431.958)	-	14.472.563
Bonos, corrientes	31.604.965	(16.066.299)	(42.114.572)	-	-	-	43.002.773	919.643	(261.071)	-	15.942.078	118.649	33.146.166
Bonos, no corrientes	1.171.133.843	-	-	79.797.286	-	-	-	26.530.992	(34.459.361)	-	(13.582.430)	296.444	1.229.716.774
Préstamos relacionadas, corrientes	310.798	-	(3.315.654)	-	-	-	3.338.661	1.688	(2.626)	-	-	-	332.867
Préstamos relacionadas, no corrientes	136.615.776	(172.023.568)	-	-	161.657.593	-	-	1.727.702	(4.059.143)	-	-	-	123.918.360
Totales	1.618.178.954	(403.089.867)	(60.394.041)	341.797.286	161.657.593	(3.958.586)	61.780.387	29.145.311	(38.782.201)	20.745.721	2.359.881	415.093	1.729.855.531

Cambios en los pasivos que se originan por actividades de financiamiento	01/01/2024	Flujos de efectivo					Cambios distintos de efectivo						31/12/2024
		Reembolso de préstamos	Intereses pagados	Préstamos	Préstamos entidades relacionadas	Pagos por arrendamientos financieros	Devenido intereses	Ajuste UF	Ajuste tipo de cambio	Nuevos arrendamientos financieros	Trasposos	Amortización	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios, corrientes	123.275.475	(188.000.000)	(10.520.114)	338.000.000	-	-	11.671.672	(33)	-	-	-	-	274.422.000
Arrendamientos financieros, corrientes	1.391.393	-	(887)	-	-	-	148.029	98.306	-	-	88.357	-	1.725.198
Arrendamientos financieros, no corrientes	1.807.283	-	(75.881)	-	-	(1.122.569)	-	202.320	-	1.638.578	(88.357)	-	2.361.374
Bonos, corrientes	26.496.209	(11.955.643)	(39.410.815)	-	-	-	39.549.557	1.010.579	555.167	-	15.244.944	114.967	31.604.965
Bonos, no corrientes	1.306.124.845	-	-	-	-	-	33.768.191	45.966.972	-	-	(15.244.944)	518.779	1.171.133.843
Préstamos relacionadas, corrientes	402.313	-	(3.495.160)	-	-	-	3.396.163	2.811	4.671	-	-	-	310.798
Préstamos relacionadas, no corrientes	97.541.740	(12.832.268)	-	-	43.992.277	-	-	2.543.728	5.370.299	-	-	-	136.615.776
Totales	1.357.039.258	(212.787.911)	(53.502.857)	338.000.000	43.992.277	(1.122.569)	54.765.421	37.625.902	51.897.109	1.638.578	-	633.746	1.618.178.954

7. Deudores Comerciales y Otras Cuentas Por Cobrar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, bruto	249.790.174	268.508.784	153.696.469	237.346.430
Otras cuentas por cobrar, bruto	106.030.894	84.377.279	9.589.958	16.556.362
Totales	355.821.068	352.886.063	163.286.427	253.902.792

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales, neto	225.447.873	247.699.490	153.696.469	237.346.430
Otras cuentas por cobrar, neto	96.513.142	76.747.866	9.589.958	16.556.362
Totales	321.961.015	324.447.356	163.286.427	253.902.792

Provisión de deterioro deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Deudores comerciales	24.342.301	20.809.294	-	-
Otras cuentas por cobrar	9.517.752	7.629.413	-	-
Totales	33.860.053	28.438.707	-	-

El detalle de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar facturados y no facturados o provisionados por deterioro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Facturados	184.617.096	173.227.161	6.856.821	7.555.606
Energía y peajes	141.130.576	132.007.903	-	-
Cuenta por cobrar proyectos en curso	10.060.380	5.922.621	-	-
Cuenta por cobrar por arrendos financieros	88.219	30.431	2.791.470	809.044
Convenios de pagos y créditos por energía	12.118.606	14.072.954	4.065.351	6.337.179
Deudores materiales y servicios	7.874.672	9.257.485	-	-
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	1.791.744	2.074.239	-	409.383
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	-	285.059	-	-
Otros	11.552.899	9.576.469	-	-
No facturados o provisionados	158.081.819	171.552.584	153.696.469	237.346.430
Energía y peajes uso de líneas eléctricas	30.064.504	57.874.462	1.466.837	3.298.896
Diferencias a reliquidar por nuevos decretos	25.368.877	13.278.890	152.229.632	234.047.534
Equidad tarifaria residencial	7.205.132	19.410.445	-	-
Energía en medidores (*)	46.021.085	45.937.084	-	-
Provisión ingresos por obras	9.337.667	6.115.103	-	-
IVA por recuperar	38.464.654	27.200.716	-	-
Otros	1.619.900	1.735.884	-	-
Otros (cuenta corriente empleados)	13.122.153	8.106.318	2.733.137	9.000.756
Totales, bruto	355.821.068	352.886.063	163.286.427	253.902.792
Provisión deterioro	(33.860.053)	(28.438.707)	-	-
Totales, neto	321.961.015	324.447.356	163.286.427	253.902.792

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

Principales conceptos de otras cuentas por cobrar:

Otras cuentas por cobrar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Convenios de pagos y créditos por energía	12.118.606	14.072.954	4.065.351	6.337.179
Cuenta por cobrar proyectos en curso	19.398.047	12.037.724	-	-
Cuenta por cobrar por arriendos financieros	88.219	30.431	2.791.470	809.044
Deudores materiales y servicios	7.874.672	9.257.485	-	-
Cuenta corriente al personal	13.122.153	8.106.318	2.733.137	9.000.756
Deudores por venta al detalle de productos y servicios	1.791.744	2.074.239	-	409.383
Deuda por cobrar por alumbrados públicos	-	285.059	-	-
Iva por recuperar	38.464.654	27.200.716	-	-
Otros deudores	13.172.799	11.312.353	-	-
Totales	106.030.894	84.377.279	9.589.958	16.556.362
Provisión deterioro	(9.517.752)	(7.629.413)	-	-
Totales, neto	96.513.142	76.747.866	9.589.958	16.556.362

Los montos correspondientes a Diferencias a reliquidar por nuevos decretos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, se detallan a continuación:

Diferencia a reliquidar por nuevos decretos	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Desacople y nuevas estimaciones de tarifas por cobrar (1)	25.368.877	13.278.890	24.020.749	121.868.387
Estabilización VAD (2)	-	-	128.208.883	112.179.147
Totales	25.368.877	13.278.890	152.229.632	234.047.534

- 1) Conceptos generados por diferencias entre los precios pagados a los generadores y los precios recaudados a los clientes, lo que a la fecha han generado saldos por cobrar al sistema y clientes. Esto está afectado por las leyes 21.185 publicada el 2 de noviembre de 2019 que creó un mecanismo de estabilización de precios de la energía eléctrica para los contratos de clientes regulados, con referencia al decreto tarifario 20-T, correspondiente a las tarifas del primer semestre 2019. De esta manera, los aumentos de precios para estos clientes fueron asumidos temporalmente por los generadores quienes financiaron un monto máximo (Ver nota 18). Dicho aumento reflejado se explica principalmente por la provisión efecto PNP según ITD, la cual es una Estimación del diferencial entre la recaudación con el PNP vigente y PNP deber ser, originalmente calculada según la Resolución del Informe Técnico definitivo. Se espera Reliquidar con la Publicación del Cuadro de Pago Definitivo cada 6 meses en línea con la publicación de los decretos.

El agotamiento del mecanismo de estabilización creado por la Ley 21.185 en febrero de 2022, y la acumulación de excesos al fondo hasta junio de 2022, impulsó la aprobación de la Ley 21.472 publicada el 2 de agosto de 2022 que establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios, cuya vigencia no podrá exceder del 31 de diciembre de 2032, a cuyos efectos pueden fijarse cargos adicionales en las fijaciones tarifarias reguladas denominados Cargos del Mecanismo de Protección al Cliente (Cargos MPC) así como precios diferenciados por el nivel de consumo. Por este nuevo mecanismo se establece un descuento a la facturación mensual que realizan las distribuidoras a sus clientes regulados y traspasan este descuento al pago por parte de las distribuidoras a los generadores. Estos montos son restituidos al suministrador mediante la emisión de un documento de pago llamado "título de crédito transferible", y será emitido por la Tesorería General de la República, contará con la garantía del Fisco e incluirá el devengamiento de intereses al momento de la emisión del documento de pago.

Por otro lado, el 30 de abril del 2024 se publicó la Ley 21.667 que permitió una regularización de los niveles tarifarios. Es así como durante el año 2024 y 2025 se vivieron alzas relevantes en los precios aplicados a clientes finales, y de acuerdo a estas Leyes, mecanismos y plazos se han ido saldando los montos adeudados

Además, en el no corriente se puede ver una disminución respecto al 2024, debido a que se realizó la venta de la cartera de los sistemas medianos relacionada a la aplicación de las Leyes que establecen mecanismos de estabilización de tarifas a clientes regulados, establecidos por las leyes N° 21.185, 21.472 y 21.667.

- 2) Concepto relacionado al valor agregado de distribución (VAD), establecido en Ley N°21.194, la que indica que los niveles de precios vigentes en diciembre 2019 permanecerán constantes hasta el 3 de noviembre 2020 y las diferencias que se produzcan con respecto a haber aplicado la indexación serán incorporados a las tarifas resultantes de los siguientes procesos de fijación. Debido a que dichas diferencias no fueron incorporadas en las tarifas definidas en el proceso tarifario 2020-2024, según lo indicado en el artículo 14° de la Resolución exenta CNE N° 406 del año 2020, estos montos deben ser reajustados por IPC hasta noviembre 2024, es así que se registraron ingresos por M\$2.254.276 durante el año 2025.

Adicionalmente, producto del retraso en el Proceso tarifario del VAD para el cuatrienio 2020-2024, bajo los cambios introducidos por la misma Ley N°21.194, los valores vigentes en diciembre 2019 permanecieron constantes hasta la publicación del Decreto que fijó las fórmulas tarifarias aplicables a clientes regulados, lo que ocurrió el 7 de junio 2024 (DS 5T-2024) y que fue publicada su versión tomada de Razón por parte de la Contraloría General de la República el 21 de abril 2025. Así, se realizó una mejor estimación de la reliquidación al cliente final, que permitió una actualización de las estimaciones previas sumado al efecto de acumulación de intereses y/o reajustes de acuerdo a los distintos oficios SEC asociados al proceso de reliquidación VAD 20-24, en particular el Oficio Ordinario SEC 306786, de fecha 24 de noviembre 2025, permitía interpretar que los montos a clientes finales producto de esta reliquidación serían reajustados por IPC desde abril 2025 hasta el mes de inicio de los cobros a los clientes (posteriormente, esto fue corregido, Ver nota 40). Así es como, durante el año 2025 se realizaron contabilizaciones por M\$13.775.458.

- a) El importe que mejor representa el máximo nivel de exposición al riesgo de crédito al 31 de diciembre de 2025 es de M\$485.247.442 y al 31 de diciembre de 2024 es de M\$578.350.148.
- b) La Sociedad y sus filiales 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 de diciembre de 2025 la Sociedad y sus filiales distribuyen energía eléctrica a 1.087.372 clientes, lo que genera una alta diversificación de la cartera de crédito. La composición de los clientes es la siguiente:

Tipo de cliente	Cantidad	Participación ventas ejercicio %
Residencial	986.801	49%
Comercial	52.853	25%
Industrial	4.788	9%
Otros	42.930	17%
Total	1.087.372	100%

Respecto de las ventas que realiza la Sociedad y sus filiales se distinguen dos tipos, uno relacionado con la venta de energía a clientes finales y otros relacionado con otras ventas, que corresponden a negocios de importancia relativa menor, pero que tienen como finalidad entregar al cliente una gama más amplia de productos tales como venta 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 2025 y 2024 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	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Con vencimiento menor a tres meses	48.815.775	46.921.437
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.924.022	4.462.784
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.388.867	3.242.196
Con vencimiento mayor a doce meses	1.700.767	1.438.855
Totales	58.829.431	56.065.272

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

Tramos	Venta de energía/ Deudores por venta al detalle de productos y servicios			
	Residenciales		No Residenciales	
	Activo/Suspendido	Retirado	Activo/Suspendido	Retirado
No vencidas	0,40%	93,05%	0,14%	91,49%
1 a 30	1,00%	93,00%	0,00%	91,00%
31 a 60	2,00%	93,00%	2,00%	92,00%
61 a 90	19,00%	93,00%	14,00%	92,00%
91 a 120	30,00%	93,00%	32,00%	92,00%
121 a 150	43,00%	93,00%	33,00%	92,00%
151 a 180	46,00%	93,00%	36,00%	92,00%
181 a 210	53,00%	93,00%	54,00%	92,00%
211 a 250	55,00%	93,00%	56,00%	92,00%
251 a 360	61,00%	93,00%	64,00%	92,00%
361 o más	97,00%	100,00%	96,00%	100,00%

El riesgo relacionado con el suministro de energía eléctrica es administrado a través de herramientas de cobro que establece la normativa vigente. Entre ellas, las empresas distribuidoras de energía eléctrica pueden 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.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la estratificación de la cartera es la siguiente (la Sociedad y sus filiales no tienen cartera securitizada):

Tramos de morosidad	31/12/2025					
	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	507.614	424.869.071	78.906	4.867.704	586.520	429.736.775
Entre 1 y 30 días	156.475	31.305.078	16.569	3.161.340	173.044	34.466.418
Entre 31 y 60 días	47.957	13.316.521	8.101	1.267.447	56.058	14.583.968
Entre 61 y 90 días	15.708	3.740.005	2.720	553.814	18.428	4.293.819
Entre 91 y 120 días	6.917	1.514.541	1.926	488.654	8.843	2.003.195
Entre 121 y 150 días	3.743	949.915	1.270	342.209	5.013	1.292.124
Entre 151 y 180 días	2.870	1.060.918	989	314.503	3.859	1.375.421
Entre 181 y 210 días	2.211	626.097	878	289.720	3.089	915.817
Entre 211 y 250 días	2.754	881.882	1.127	318.526	3.881	1.200.408
Más de 250 días	57.349	24.465.561	39.910	4.773.989	97.259	29.239.550
Total Estratificación de la cartera	803.598	502.729.589	152.396	16.377.906	955.994	519.107.495

Tramos de morosidad	31/12/2024					
	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	525.299	516.625.206	73.177	5.918.531	598.476	522.543.737
Entre 1 y 30 días	138.779	30.999.113	16.553	3.947.524	155.332	34.946.637
Entre 31 y 60 días	36.898	9.080.703	7.595	2.072.730	44.493	11.153.433
Entre 61 y 90 días	7.552	2.293.764	1.640	421.182	9.192	2.714.946
Entre 91 y 120 días	4.783	852.125	1.460	502.330	6.243	1.354.455
Entre 121 y 150 días	3.606	659.182	1.011	378.957	4.617	1.038.139
Entre 151 y 180 días	2.609	599.331	995	384.316	3.604	983.647
Entre 181 y 210 días	2.281	555.558	915	402.763	3.196	958.321
Entre 211 y 250 días	2.527	660.147	977	317.871	3.504	978.018
Más de 250 días	65.155	23.737.014	51.926	6.380.508	117.081	30.117.522
Total Estratificación de la cartera	789.489	586.062.143	156.249	20.726.712	945.738	606.788.855

d) Al 31 de diciembre de 2025 y 2024 la cartera protestada y en cobranza judicial, es la siguiente:

Cartera protestada y en cobranza judicial	31/12/2025		31/12/2024	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	69	459.903	53	283.480
Documentos por cobrar en cobranza judicial	1.761	11.057.939	1.625	10.958.788
Total Cartera protestada y en cobranza judicial	1.830	11.517.842	1.678	11.242.268

e) 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	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Saldo inicial	28.438.707	22.334.787
Deterioro determinado de acuerdo con la NIIF 9	11.716.653	9.335.266
Aumentos (disminuciones)	3.786.899	(38.987)
Montos castigados	(10.082.206)	(3.192.359)
Total movimientos	5.421.346	6.103.920
Saldo final	33.860.053	28.438.707

f) El detalle de las provisiones y castigos durante los años 2025 y 2024, es el siguiente:

Provisiones y castigos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	1.332.176	9.911.796
Provisión repactada	14.171.376	(615.517)
Castigos del ejercicio	(10.082.206)	(3.192.359)
Totales	5.421.346	6.103.920

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

8. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

8.1. Accionistas

El detalle de los Accionistas de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Accionistas	Número de acciones		Total	% Participación
	Serie A	Serie B		
Inversiones Grupo Saesa Ltda.	60	93.780.651	93.780.711	99,999957%
Cóndor Holding SpA	40	-	40	0,000043%
Totales	100	93.780.651	93.780.751	100,00%

8.2. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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, encargada de definir los flujos óptimos entre relacionadas. La Administración ha establecido que la exigibilidad de estos préstamos será en un plazo superior a los 12 meses. Los créditos en cuenta corriente pagan intereses de mercado. Estos créditos tienen límites de monto entre compañías, según lo indicado en los contratos de bonos, que son monitoreados periódicamente y que a la fecha de cierre de los Estados Financieros Consolidados se han cumplido cabalmente (ver nota 35).

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

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Accionista	CLP	18	18	-	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz común	CLP	27.946.939	5.773.966	-	-
Totales							27.946.957	5.773.984	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes y no corrientes

RUT	Razón social	País de origen	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	Corrientes		No corrientes	
							31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
							M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (interés)	Menos de 90 días	Matriz	UF	332.867	310.798	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Préstamos en cuenta corriente (capital)	Más de 1 año	Matriz	UF	-	-	123.918.360	136.615.777
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Chile	Recuperación de gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	2.247	17.312	-	-
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Matriz	CLP	24.465.745	11.666.893	-	-
76.024.782-6	Cóndor Holding SpA	Chile	Dividendos por pagar	Menos de 90 días	Accionista	CLP	817	390	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	6.819	6.597	-	-
6.443.633-3	Jorge Lesser García-Huidobro	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	179	173	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director Sociedad Matriz	Menos de 90 días	Director	UF	179	173	-	-
14.655.033-9	Iván Díaz-Molina	Chile	Remuneraciones Director filiales	Menos de 90 días	Director	UF	6.819	6.597	-	-
Totales							24.815.672	12.008.933	123.918.360	136.615.777

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

RUT	Razón social	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2025		31/12/2024	
				Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono	Monto transacción	Efecto en resultado (cargo)/abono
				M\$	M\$	M\$	M\$
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Préstamo cuenta corriente (Capital/Intereses)	12.697.417	(5.067.851)	(39.074.038)	(5.942.702)
76.024.782-0	Inversiones Grupo Saesa Ltda.	Matriz	Dividendos por pagar	(12.798.852)	-	2.752.541	-
77.611.649-1	Sociedad Transmisora Metropolitana S.A.	Matriz Común	Recuperación de gastos	22.188.038	-	5.756.654	-

8.3. 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.

Con fecha 27 de febrero de 2025 el Directorio de la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia de la señora Stacey Purcell. Acto seguido, el director designó en su reemplazo a la señora Ashley Munroe.

Al 29 de abril de 2025 se efectuó renovación del Directorio de la Sociedad eligiéndose como integrantes del mismo a los señores Jorge Lesser García-Huidobro, Iván Díaz-Molina, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Ashley Munroe, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

Al 31 de diciembre de 2025 el señor Iván Díaz-Molina es el Presidente del Directorio y la sociedad y el director señor Jorge Lesser-García es el Vicepresidente.

A dicha fecha, el Directorio de la sociedad está compuesto por los señores Iván Díaz-Molina, Jorge Lesser García-Huidobro, Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Shama Nagushbandi, Ashley Munroe, Jonathan Reay e Igor Romitelli.

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

Las remuneraciones por pagar a los directores al 31 de diciembre de 2025 y 2024 son las siguientes:

Director	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	179	173
Jorge Lesser García-Huidobro	179	173
Totales	358	346

b) Remuneración del Directorio

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

El beneficio corresponde al pago de UF 5 a cada Director de la Sociedad, para el período mayo 2025 hasta la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de 2026.

Los Directores señores Juan Ignacio Parot Becker, Luz Granier Bulnes, Stacey Purcell, Shama Nagushbandi, Jonathan Reay e Igor Romitelli renunciaron a la remuneración que les correspondería por el periodo del cargo de Director de la Sociedad. 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 2025 y 2024, son las siguientes:

Director	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Iván Díaz-Molina	2.343	2.563
Jorge Lesser García-Huidobro	2.343	2.242
Totales	4.686	4.805

Durante los años 2025 y 2024, la Sociedad no ha realizado pagos a empresas relacionadas con Directores.

c) Compensaciones del personal clave de la gerencia

La Sociedad no tiene ejecutivos directamente remunerados por ella.

9. Inventarios

El detalle de este rubro, es el siguiente:

Clases de Inventarios	31/12/2025		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	54.240.082	52.402.726	1.837.356
Materiales en tránsito	3.027.875	3.027.875	-
Petróleo	2.165.799	2.165.799	-
Total Clases de Inventarios	59.433.756	57.596.400	1.837.356

Clases de Inventarios	31/12/2024		
	Bruto	Neto Realizable	Provisión
	M\$	M\$	M\$
Materiales de operación y mantenimiento	60.493.829	59.848.652	645.177
Materiales en tránsito	2.067.857	2.067.857	-
Petróleo	1.971.233	1.971.233	-
Total Clases de Inventarios	64.532.919	63.887.742	645.177

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

El efecto en resultado de la provisión por obsolescencia alcanzó un cargo de M\$1.192.179 para el año 2025 y un abono de M\$8.891 para el año 2024.

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

Durante los años 2025 y 2024 no se han registrado ajustes por deterioro.

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

Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Materias primas y consumibles utilizados (*)	67.013.367	66.685.907
Otros gastos, por naturaleza (**)	7.360.472	7.464.710
Total Inventarios utilizados durante el ejercicio según gasto	74.373.839	74.150.617

(*) Ver Nota 24.

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

Los materiales utilizados en obras propias desde la cuenta inventarios al 31 de diciembre de 2025 ascienden a M\$73.976.154 (M\$61.753.581 en 2024) y los materiales utilizados en FNDR al 31 de diciembre de 2025 ascienden a M\$1.501.572 (M\$3.214.227 en 2024).

10. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

El detalle de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Activos por impuestos corrientes	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto renta por recuperar	6.129.729	9.065.045
Crédito sence	327.658	583.277
Impuesto por recuperar año anterior	7.684.693	5.119.077
Totales	14.142.080	14.767.399

El detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Pasivos por impuestos corrientes	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto a la renta	9.379.732	2.133.546
Totales	9.379.732	2.133.546

11. Otros activos financieros no corrientes

Otros activos financieros	No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Remanente crédito fiscal (*)	3.079.028	5.025.260
Totales	3.079.028	5.025.260

(*) Corresponde a remanente de crédito fiscal (impuesto específico), se registra como activo y se va recuperando gradualmente a través de las declaraciones mensuales de impuestos. Dado este proceso de recuperación continua, no se han identificado indicadores de deterioro y el saldo registrado refleja la recuperación efectiva del crédito fiscal.

12. Activos Intangibles Distintos de Plusvalía

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Activos intangibles, neto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indentificables, neto	113.179.192	113.976.079
Servidumbres	78.558.352	76.971.511
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	29.023.859	30.537.887
Activos intangibles relacionados con clientes	5.488.438	6.358.138

Activos intangibles identificables, bruto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Activos intangibles indentificables, bruto	146.763.184	138.291.576
Servidumbres	78.965.723	77.401.761
Derechos de agua	108.543	108.543
Software	60.994.368	53.427.474
Activos intangibles relacionados con clientes	6.694.550	7.353.798

Amortización Activos intangibles identificables	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Amortización Activos intangibles identificables	(33.583.992)	(24.315.497)
Servidumbres	(407.371)	(430.250)
Software	(31.970.509)	(22.889.587)
Activos intangibles relacionados con clientes	(1.206.112)	(995.660)

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2025, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	76.971.511	108.543	30.537.887	6.358.138	113.976.079
Traslados (activación obras en curso)	3.661.609	-	7.570.742	-	11.232.351
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	76.782	-	2.937	64.631	144.350
Gasto por amortización	(53.903)	-	(9.083.859)	(275.083)	(9.412.845)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(2.097.647)	-	(3.848)	(659.248)	(2.760.743)
Total movimientos	1.586.841	-	(1.514.028)	(869.700)	(796.887)
Saldo final al 31/12/2025	78.558.352	108.543	29.023.859	5.488.438	113.179.192

El detalle y movimiento del activo intangible al 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

Movimientos Activos intangibles distintos de la plusvalía	Servidumbres, neto	Derechos de agua, neto	Software, neto	Activos intangibles relacionados con clientes, neto	Totales
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	70.036.283	108.543	27.732.617	5.858.495	103.735.938
Traslados (activación obras en curso)	4.246.576	-	10.143.075	-	14.389.651
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera amortización acumulada	(64.077)	-	(613)	(106.377)	(171.067)
Gasto por amortización	(54.050)	-	(7.337.772)	(274.700)	(7.666.522)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	2.806.779	-	580	880.720	3.688.079
Total movimientos	6.935.228	-	2.805.270	499.643	10.240.141
Saldo final al 31/12/2024	76.971.511	108.543	30.537.887	6.358.138	113.976.079

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

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

Los intangibles asociados a contratos de clientes de la filial Tolchén, se amortizan de forma lineal en 25 años, de acuerdo a la duración de los contratos de peajes.

En el proceso de asignación de compra, se revisaron los valores contables de los activos y pasivos de Tolchén, y se identificaron activos intangibles a valor razonable ligados a contratos con parques eólicos, San Gabriel, Tolpán, El Alba y Los Olmos.

13. Plusvalía

El detalle de la plusvalía al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

RUT	Sociedad	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
90.021.000-0	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (1)	124.944.061	124.944.061
91.715.000-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (1)	23.990.168	23.990.168
96.956.660-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A. (2)	49.471.945	49.471.945
96.986.780-K	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. (2)	33.039.292	33.039.292
77.122.643-4	Tolchén Transmisión SpA (3)	1.220.024	1.340.167
Totales		232.665.490	232.785.633

- 1) La plusvalía comprada relacionada con Sociedad Austral de Electricidad S.A., Rut 90.021.000-0 y Empresa Eléctrica de la Frontera S.A., Rut 91.715.000-1, corresponde al exceso pagado en relación al valor patrimonial proporcional originado en la compra de las acciones de esas sociedades, realizada en 2001. Posteriormente cada una de esas sociedades compradas fue absorbida por su correspondiente matriz, la que pasó a tener el mismo nombre de la Sociedad absorbida, quedando la plusvalía comprada contabilizada en la misma empresa compradora.
- 2) La plusvalía comprada reconocida por las sociedades Saesa, Rut 96.956.660-5, y Frontel, Rut 96.986.780-K, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor razonable de los activos adquiridos a través de Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., en julio de 2008. A través de una reestructuración societaria se generó un efecto cascada de la plusvalía comprada mencionada en el párrafo anterior, la que quedó finalmente incorporada en Saesa (Ex Los Lagos II) y Frontel (Ex Los Lagos III).
- 3) La plusvalía comprada relacionada con Tolchén Transmisión SpA, Rut 77.122.643-4, corresponde al valor pagado en exceso respecto del valor razonable de los activos adquiridos originado en la compra de las acciones realizada en julio de 2021.

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

14. Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Clases de Propiedades, planta y equipo, neto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, neto	1.928.623.289	1.768.787.184
Terrenos	27.019.369	26.019.137
Edificios	27.388.855	26.386.593
Planta y equipo	1.332.092.265	1.204.050.615
Equipamiento de tecnologías de la información	4.351.645	8.529.196
Instalaciones fijas y accesorios	2.149.470	1.963.404
Vehículos de motor	12.025.276	14.975.302
Construcciones en curso	493.569.120	456.355.558
Otras propiedades, planta y equipo	30.027.289	30.507.379

Clases de Propiedades, planta y equipo, bruto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Propiedades, planta y equipo, bruto	2.457.248.247	2.248.201.376
Terrenos	27.019.369	26.019.137
Edificios	41.140.134	39.196.642
Planta y equipo	1.800.959.252	1.631.795.365
Equipamiento de tecnologías de la información	13.442.752	16.317.565
Instalaciones fijas y accesorios	5.846.785	5.306.958
Vehículos de motor	21.952.198	23.734.983
Construcciones en curso	493.569.120	456.355.558
Otras propiedades, planta y equipo	53.318.637	49.475.168

Clases de Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Total Depreciación acumulada y deterioro del valor, Propiedades, planta y equipo	(528.624.958)	(479.414.192)
Edificios	(13.751.279)	(12.810.049)
Planta y equipo	(468.866.987)	(427.744.750)
Equipamiento de tecnologías de la información	(9.091.107)	(7.788.369)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.697.315)	(3.343.554)
Vehículos de motor	(9.926.922)	(8.759.681)
Otras propiedades, planta y equipo	(23.291.348)	(18.967.789)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2025:

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 01/01/2025	26.019.137	26.386.595	1.204.050.617	8.529.196	1.963.404	14.975.302	456.355.554	30.507.379	1.768.787.184
Adiciones	-	-	-	-	-	-	268.973.767	-	268.973.767
Traslados y transferencias	1.056.059	2.851.283	194.657.447	302.626	645.805	1.719.984	(206.376.601)	5.143.397	-
Retiros	(1.179)	(2.783)	2.888.947	(3.127.455)	(1)	(652.881)	-	(11.207)	(906.559)
Gasto por depreciación	-	(1.193.954)	(49.775.866)	(1.330.576)	(432.615)	(2.752.382)	-	(4.491.522)	(59.976.915)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(54.648)	(652.286)	(19.728.880)	(22.146)	(27.123)	(1.264.747)	(25.383.600)	(1.120.758)	(48.254.188)
Total movimientos	1.000.232	1.002.260	128.041.648	(4.177.551)	186.066	(2.950.026)	37.213.566	(480.090)	159.836.105
Saldo final al 31/12/2025	27.019.369	27.388.855	1.332.092.265	4.351.645	2.149.470	12.025.276	493.569.120	30.027.289	1.928.623.289

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2024:

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 01/01/2024	24.020.231	22.318.804	1.075.220.190	2.201.667	1.608.662	10.276.272	402.737.233	25.748.450	1.564.131.509
Adiciones	-	-	-	-	-	-	213.625.699	-	213.625.699
Traslados y Transferencias	1.926.120	4.129.712	143.032.976	7.234.428	718.623	6.606.209	(171.398.473)	7.750.405	-
Retiros	(28.618)	163.086	(404.939)	-	-	(563.156)	-	51.083	(782.544)
Gasto por depreciación	-	(1.052.823)	(45.501.310)	(943.530)	(405.898)	(2.174.753)	-	(3.929.447)	(54.007.761)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	101.404	827.816	31.703.700	36.631	42.017	830.730	11.391.095	886.888	45.820.281
Total movimientos	1.998.906	4.067.791	128.830.427	6.327.529	354.742	4.699.030	53.618.321	4.758.929	204.655.675
Saldo final al 31/12/2024	26.019.137	26.386.595	1.204.050.617	8.529.196	1.963.404	14.975.302	456.355.554	30.507.379	1.768.787.184

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

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo

- La depreciación de los bienes de propiedades, planta y equipo se presenta en el rubro “Gastos por depreciación y amortización”, en el Estado Consolidado de Resultados Integrales.
- Las empresas del Grupo cuentan con coberturas de seguro de todo riesgo para los bienes físicos (centrales, subestaciones, construcciones, contenido y existencias), con excepción de las líneas y redes del sistema eléctrico. Los referidos seguros tienen una vigencia entre 12 a 14 meses.
- El monto de bienes de propiedades, planta y equipo en explotación totalmente depreciado al 31 de diciembre de 2025 y 2024 no es significativo. La Sociedad y sus filiales no presentan 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.

15. Activos por Derechos de Uso y Obligaciones por Arrendamientos

a) Activos por Derechos de Uso

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Activos por derecho de uso, neto	31/12/2025	31/12/2024
M\$	M\$	
Total Activos por derecho de uso, neto	19.409.061	2.769.632
Terrenos	1.244.191	1.271.486
Edificios e instalaciones (*)	5.281.735	1.498.146
Maquinaria	79.291	-
Vehículos (**)	12.803.844	-

Activos por derecho de uso, bruto	31/12/2025	31/12/2024
M\$	M\$	
Total Activos por derecho de uso, bruto	29.340.047	8.297.496
Terrenos	2.093.196	1.973.422
Edificios e instalaciones	11.740.089	6.324.074
Maquinaria	144.512	-
Vehículos	15.362.250	-

Amortización Activos por derecho de uso	31/12/2025	31/12/2024
M\$	M\$	
Total Amortización Activos por derecho de uso	(9.930.986)	(5.527.864)
Terrenos	(849.005)	(701.936)
Edificios e instalaciones	(6.458.354)	(4.825.928)
Maquinaria	(65.221)	-
Vehículos	(2.558.406)	-

(*) Durante el primer trimestre 2025, la filial Saesa firmó un contrato de arrendamiento correspondiente al nuevo edificio corporativo, el cual constituye el domicilio legal actual del Grupo. Este contrato, también pactado en UF, tiene una vigencia de 10 años.

(**) Al 31 de diciembre de 2025 se suscribieron nuevos contratos de arrendamiento que implicaron un incremento en los activos por derecho de uso y en las correspondientes obligaciones. En particular, la filial STS incorporó 20 camionetas, lo que representó un aumento de M\$587.084; la filial STN un total de 89 unidades, lo que representó un aumento de M\$3.310.809; la filial Frontel incorporó 174 camionetas, lo que representó un aumento de M\$4.683.963; la filial Edelayen incorporó 34 camionetas, lo que representó un aumento de M\$1.381.433 ; la filial Saesa un total de 185 unidades, lo que representó un aumento de M\$5.019.251 y la filial INNOVA un total de 24 camionetas por un total de M\$732.359 . Estos contratos pactados en unidades de fomento (UF) y consideran un plazo de 48 meses.

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 2025 y 2024.

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Maquinaria, neto	Vehículos, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	1.271.487	1.498.145	-	-	2.769.632
Adiciones	74.407	5.283.892	146.747	15.743.889	21.248.935
Bajas	-	-	-	(77.646)	(77.646)
Gasto por amortización	(147.069)	(1.632.426)	(65.221)	(2.558.406)	(4.403.122)
Otros incrementos (decrementos)	14.633	(14.633)	-	-	-
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	30.733	146.757	(2.235)	(303.993)	(128.738)
Total movimientos	(27.296)	3.783.590	79.291	12.803.844	16.639.429
Saldo final al 31/12/2025	1.244.191	5.281.735	79.291	12.803.844	19.409.061

Movimientos Activos por derecho de uso	Terrenos, neto	Edificios e instalaciones, neto	Maquinaria, neto	Vehículos, neto	Totales
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	1.223.680	1.007.413	-	-	2.231.093
Adiciones	159.908	1.478.670	-	-	1.638.578
Gasto por amortización	(140.350)	(1.057.497)	-	-	(1.197.847)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	28.248	69.560	-	-	97.808
Total movimientos	47.806	490.733	-	-	538.539
Saldo final al 31/12/2024	1.271.486	1.498.146	-	-	2.769.632

b) Pasivos por arrendamiento

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Terrenos	969.165	851.566	1.521.109	1.678.730
Edificios e instalaciones	1.322.243	873.632	4.036.588	682.644
Maquinaria	60.479	-	22.657	-
Vehículos	4.061.121	-	8.892.209	-
Totales	6.413.008	1.725.198	14.472.563	2.361.374

El desglose por moneda y vencimientos de los pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

RUT Arrendatario	Razón social - Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2025								
					Corrientes			No corrientes					
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	160.466	345.176	505.642	509.970	505.991	423.838	290.587	900.505	2.630.891
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	19.746	5.495	25.241	-	-	-	-	-	-
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	345	17.146	17.491	8.885	-	-	-	-	8.885
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Vehículos	318.352	955.054	1.273.406	1.273.406	1.273.406	643.739	-	-	3.190.551
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	87.868	239.371	327.239	267.441	252.847	220.091	85.357	-	825.736
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	19.898	9.339	29.237	21.778	18.012	10.478	4.835	21.821	76.924
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	CLP	Terrenos	350	1.419	1.769	1.487	1.560	1.636	1.716	-	6.399
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Vehículos	297.182	891.547	1.188.729	1.188.729	1.188.729	710.326	-	-	3.087.774
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	16.260	49.961	66.221	69.460	72.857	76.419	53.011	-	271.747
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	247.352	17.292	264.644	24.182	25.537	26.967	28.477	95.363	200.526
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	519.153	33.495	552.648	46.244	48.121	50.075	52.108	868.129	1.064.677
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Vehículos	37.378	112.134	149.512	149.512	149.512	66.923	-	-	365.947
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	4.386	13.478	17.864	17.267	8.965	7.011	-	-	33.243
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.303	6.313	7.616	6.621	6.945	7.417	4.533	20.192	45.708
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Vehículos	62.096	186.289	248.385	248.386	248.385	161.976	-	-	658.747
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	UF	Vehículos	1.836	5.506	7.342	7.342	7.342	5.508	-	-	20.192
77.227.565-K	Saes Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	50.311	116.671	166.982	39.575	-	-	-	-	39.575
77.227.565-K	Saes Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Vehículos	51.115	153.356	204.471	210.369	144.088	-	-	-	354.457
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	93.669	130.848	224.517	135.970	99.426	-	-	-	235.396
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	12.334	1.444	13.778	-	-	-	-	-	-
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Vehículos	271.833	717.443	989.276	795.119	419.412	-	-	-	1.214.531
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Maquinaria	16.233	44.246	60.479	22.657	-	-	-	-	22.657
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	13.255	115	13.370	163	172	182	191	4.242	4.950
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	55.034	2.115	57.149	2.958	3.124	3.298	3.483	100.177	113.040
Totales					2.357.755	4.055.253	6.413.008	5.047.521	4.474.431	2.415.884	524.298	2.010.429	14.472.563

RUT Arrendatario	Razón social- Arrendatario	País de origen	Tipo de moneda	Arrendamiento asociado	31/12/2024									
					Corrientes			No corrientes						
					Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	137.520	177.682	315.202	106.835	94.232	98.840	-	-	299.907	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	UF	Terrenos	12.160	9.304	21.464	5.315	-	-	-	-	5.315	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	CLP	Terrenos	7.038	4.167	11.205	-	-	-	-	-	-	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	89.093	130.428	219.521	91.278	59.019	61.906	21.301	-	233.504	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	UF	Terrenos	17.354	9.503	26.857	19.230	21.014	17.418	10.132	25.775	93.569	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	25.556	32.229	57.785	-	-	-	-	-	-	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	UF	Terrenos	205.505	15.834	221.339	22.145	23.385	24.694	26.077	119.753	216.054	
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	USD	Terrenos	469.446	35.241	504.687	48.653	50.629	52.685	54.824	1.015.525	1.222.316	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	2.887	10.967	13.854	14.367	13.647	11.401	9.645	-	49.060	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	CLP	Terrenos	1.976	5.172	7.148	6.734	7.064	1.276	1.338	8.110	24.522	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	UF	Edificios e instalaciones	8.607	25.808	34.415	17.726	-	-	-	-	17.726	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	UF	Edificios e instalaciones	46.070	141.552	187.622	66.011	-	-	-	-	66.011	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	CLP	Edificios e instalaciones	9.195	36.038	45.233	16.436	-	-	-	-	16.436	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	UF	Terrenos	12.399	107	12.506	149	157	166	176	4.288	4.936	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	UF	Terrenos	44.423	1.937	46.360	2.709	2.860	2.506	3.161	100.782	112.018	
Totales					1.089.229	635.969	1.725.198	417.588	272.007	270.892	126.654	1.274.233	2.361.374	

c) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

En el Estado Consolidado de Resultados Integrales por el período terminado al 31 de diciembre de 2025 se incluye un gasto por M\$2.093.214 (M\$2.896.251 al 31 de diciembre de 2024), 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 2025 y 2024, la Sociedad no mantiene contratos significativos en los cuales actúe como arrendador.

16. Impuesto a la Renta e Impuestos Diferidos

16.1. Impuesto a la Renta

a) El detalle del gasto por impuesto a las ganancias registrado en el Estado Consolidado de Resultados Integrales correspondiente a los años 2025 y 2024 es el siguiente:

Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos corrientes a las ganancias		
Gasto (ingreso) por impuestos corrientes	17.751.939	12.097.014
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	1.344.901	-
Otro gasto por impuestos corrientes	4.096	3.071
Total Impuestos corrientes a las ganancias, neto	19.100.936	12.100.085
Impuestos diferidos		
Gasto (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	2.459.551	(959.596)
Total Gasto (ingreso) por Impuestos diferidos, neto	2.459.551	(959.596)
Total Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	21.560.487	11.140.489
Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Impuesto a las ganancias relativo a nuevas mediciones de planes de beneficios definidos de otro resultado integral	(266.553)	64.881
Total Impuestos a las ganancias relacionados con Otros Resultados Integrales	(266.553)	64.881

- b) La conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar la tasa de impuesto vigente a “ganancia (pérdida) antes de Impuestos”, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	103.694.917	50.983.710
Ingreso (gasto) por impuestos a las ganancias utilizando la tasa legal (27%)	(27.997.628)	(13.765.602)
Efecto fiscal de ingresos de actividades exentas de tributación	5.030.200	3.111.948
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2.532.387)	(3.758.090)
Efecto por diferencia de conversión	1.300.868	1.668.332
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(680.494)	(235.855)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2.247.135	1.847.149
Otros efectos fiscales por conciliación entre el resultado contable y gasto por impuestos (ingreso)	1.071.819	(8.371)
Total ajustes al (gasto) ingreso por impuestos utilizando la tasa legal	6.437.141	2.625.113
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias utilizando la tasa efectiva	(21.560.487)	(11.140.489)
Tasa impositiva efectiva	20,79%	21,85%

16.2. Impuestos Diferidos

- a) El detalle de los impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	330.636	199.109
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(22.949.175)	(16.901.248)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	3.528.207	3.144.936
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	323.169	299.874
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	740.676	768.772
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	1.547.910	1.572.210
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	45.428.925	31.731.065
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.736.591	1.577.097
Impuestos diferidos relativos a arriendos	37.398	19.854
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	715.772	673.681
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	2.223.773	2.223.773
Total Diferencias temporarias Activos por impuestos diferidos	33.663.882	25.309.123

Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	171.755	185.621
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	(123.379.230)	(109.319.909)
Impuestos diferidos relativos a provisión de cuentas incobrables	4.686.786	3.358.686
Impuestos diferidos relativos a provisión de vacaciones	705.032	620.395
Impuestos diferidos relativos a ingresos anticipados	3.014.611	2.533.196
Impuestos diferidos relativos a gastos anticipados	918.090	403.822
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	30.334.083	27.792.101
Impuestos diferidos relativos a provisión beneficios al personal	1.851.643	1.614.681
Impuestos diferidos relativos a arriendos	361.262	335.720
Impuestos diferidos relativos a otras provisiones	858.641	902.710
Impuestos diferidos relativos a impuestos específicos diesel	20.600	20.599
Total Diferencias temporarias Pasivos por impuestos diferidos	(80.456.727)	(71.552.378)

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

Diferencias temporarias, neto	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Activos por impuestos diferidos	33.663.882	25.309.123
Pasivos por impuestos diferidos	(80.456.727)	(71.552.378)
Total Diferencias temporarias, neto	(46.792.845)	(46.243.255)

b) Los movimientos de los pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, son los siguientes:

Movimientos Impuestos diferidos	Activos		Pasivos	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial	25.309.123	15.577.666	71.552.378	59.724.492
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	8.948.992	10.152.732	11.408.543	9.193.136
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	170.091	(123.189)	(96.462)	(58.316)
Incremento (decremento) por diferencia de cambio	(231.406)	25.494	(2.594.769)	3.015.909
Otros incrementos (decrementos)	(532.918)	(323.580)	187.037	(322.843)
Total movimientos	8.354.759	9.731.457	8.904.349	11.827.886
Saldo final	33.663.882	25.309.123	80.456.727	71.552.378

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

Todas las empresas de la Sociedad están radicadas en Chile, por lo que la Normativa Local vigente se aplica uniformemente a todas ellas.

17. Otros Pasivos Financieros corrientes y no corrientes

a) El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	321.855.793	274.427.001	-	-
Bonos	33.146.166	31.604.964	1.229.716.774	1.171.133.844
Totales	355.001.959	306.031.965	1.229.716.774	1.171.133.844

b) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con Instituciones Bancarias al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2025						
							Corrientes			No corrientes			
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 3 años	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,12%	5,12%	Al vencimiento	115.200	15.000.000	15.115.200	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,12%	5,12%	Al vencimiento	192.000	25.000.000	25.192.000	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,13%	5,13%	Al vencimiento	66.975	10.000.000	10.066.975	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,13%	5,13%	Al vencimiento	133.950	20.000.000	20.133.950	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,08%	5,08%	Al vencimiento	22.170.610	-	22.170.610	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,09%	5,09%	Al vencimiento	212.083	20.000.000	20.212.083	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,11%	5,11%	Al vencimiento	266.146	25.000.000	25.266.146	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	4,98%	4,98%	Al vencimiento	-	15.097.525	15.097.525	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,08%	5,08%	Al vencimiento	10.077.550	-	10.077.550	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,25%	5,25%	Al vencimiento	273.438	25.000.000	25.273.438	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	234.156	20.000.000	20.234.156	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	4,98%	4,98%	Al vencimiento	-	20.130.033	20.130.033	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,31%	5,31%	Al vencimiento	205.615	17.800.000	17.205.615	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	4,98%	4,98%	Al vencimiento	-	15.097.525	15.097.525	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	25.249.860	-	25.249.860	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	15.147.660	-	15.147.660	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,14%	5,14%	Al vencimiento	20.185.467	-	20.185.467	-	-	-	-
Totales							94.530.710	227.325.083	321.855.793	-	-	-	-

Nombre empresa deudora	Nombre acreedor	Rut acreedor	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de amortización	31/12/2024						
							Corrientes			No corrientes			
							Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 3 años	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 3 años	Más de 3 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	15.130.275	15.130.275	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	25.217.125	25.217.125	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,82%	5,82%	Al vencimiento	10.132.567	-	10.132.567	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,75%	5,75%	Al vencimiento	10.100.590	-	10.100.590	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,74%	5,74%	Al vencimiento	10.111.533	-	10.111.533	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,74%	5,74%	Al vencimiento	25.278.833	-	25.278.833	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,75%	5,75%	Al vencimiento	10.100.625	-	10.100.625	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,82%	5,82%	Al vencimiento	13.172.337	-	13.172.337	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	10.075.592	10.075.592	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,79%	5,79%	Al vencimiento	-	20.151.183	20.151.183	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,63%	5,63%	Al vencimiento	-	17.021.269	17.021.269	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,70%	5,70%	Al vencimiento	22.073.150	-	22.073.150	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Itaú	97.023.000-9	CLP	5,71%	5,71%	Al vencimiento	15.128.385	-	15.128.385	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,84%	5,84%	Al vencimiento	20.313.500	-	20.313.500	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Estado	97.030.000-7	CLP	5,70%	5,70%	Al vencimiento	20.171.000	-	20.171.000	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco Scotiabank	97.018.000-1	CLP	5,70%	5,70%	Al vencimiento	10.023.250	-	10.023.250	-	-	-	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Banco BCI	97.006.000-6	CLP	5,71%	5,71%	Al vencimiento	20.215.787	-	20.215.787	-	-	-	-
Totales							186.831.557	87.595.444	274.427.001	-	-	-	-

En relación a los préstamos bancarios suscritos, estos no tienen incorporados ninguna garantía asociada que pueda comprometer a la Sociedad.

c) El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el público Bonos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2025								
						Corrientes			No corrientes					
						Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años		Más de 2 años hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años	
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corrientes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	3,60%	Sin garantía	2.057.921	1.805.818	3.863.739	3.548.668	3.515.739	3.575.089	3.584.862	7.200.386	21.424.744
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	3,75%	Sin garantía	-	9.473.642	9.473.642	8.904.665	8.831.071	8.948.108	8.964.207	26.995.532	62.643.583
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	3,20%	Sin garantía	628.159	-	628.159	-	-	-	7.680.816	71.258.938	78.939.754
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	2,80%	Sin garantía	-	696.868	696.868	77.200	153.835	83.608	85.927	120.545.482	120.946.052
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	3,20%	Sin garantía	2.091.345	1.805.819	3.897.164	3.591.027	3.577.426	3.596.687	3.598.754	18.027.235	32.391.129
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie M / N° 1201	UF	3,20%	Sin garantía	1.396.213	-	1.396.213	216.066	434.740	239.109	247.574	80.574.166	81.711.655
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	4,00%	Sin garantía	3.096.874	-	3.096.874	-	-	52.522.887	52.902.582	52.994.674	158.420.143
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	3,90%	Sin garantía	-	2.278.907	2.278.907	-	-	-	-	119.145.575	119.145.575
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 945	UF	1,90%	Sin garantía	-	1.828.883	1.828.883	239.032	470.149	251.646	256.123	202.637.666	203.854.616
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	STASCL 32	USD	4,26%	Sin garantía	5.985.717	-	5.985.717	-	-	-	-	350.239.523	350.239.523
Totales						15.256.229	17.889.937	33.146.166	16.576.658	16.982.960	69.217.134	77.320.845	1.049.619.177	1.229.716.774

Nombre empresa deudora	Segmento país	Tipo de deuda	Tipo de moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31/12/2024								
						Corrientes			No corrientes					
						Hasta 1 año			Más de 1 año hasta 2 años		Más de 2 años hasta 3 años		Más de 3 años hasta 5 años	
						Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Corriente	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corriente
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie J / N° 665	UF	3,60%	Sin garantía	2.024.822	1.746.216	3.771.038	3.492.431	3.492.431	3.492.431	3.492.431	10.169.906	24.139.630
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie L / N° 397	UF	3,75%	Sin garantía	483.611	8.731.076	9.214.687	8.731.076	8.731.076	8.731.076	8.731.076	34.246.752	69.171.056
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Bono Serie O / N° 742	UF	3,20%	Sin garantía	607.426	-	607.426	-	-	-	-	76.281.303	76.281.303
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Bono Serie A / N° 923	UF	2,80%	Sin garantía	-	673.867	673.867	-	-	-	-	116.996.306	116.996.306
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Bono Serie G / N° 663	UF	3,20%	Sin garantía	2.049.928	1.746.215	3.796.143	3.492.431	3.492.431	3.492.431	3.492.431	20.821.176	34.790.900
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie E / N° 646	UF	4,00%	Sin garantía	-	2.995.058	2.995.058	-	-	-	-	153.077.811	153.077.811
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie H / N° 762	UF	3,90%	Sin garantía	-	2.203.829	2.203.829	-	-	-	-	115.199.028	115.199.028
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Bono Serie I / N° 945	UF	1,90%	Sin garantía	-	1.767.753	1.767.753	-	-	-	-	197.317.240	197.317.240
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	STASCL 32	USD	0,35%	Sin garantía	6.575.163	-	6.575.163	-	-	-	-	384.160.570	384.160.570
Totales						11.740.950	19.864.014	31.604.964	15.715.938	15.715.938	15.715.938	15.715.938	1.108.270.092	1.171.113.844

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

Razón social	Nombre abreviado	Contrato de Bonos / N° de Registro	Representante de los Tenedores de Bonos	Fecha Escritura	Fecha última modificación	Notaría	Fecha de Colocación	Monto Colocación	Monto Colocación
								UF	USD
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie E / N° 646	Banco de Chile	07/10/2010	08/11/2010	José Musalem Saffie	25/11/2010	4.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie H / N° 762	Banco Bice	27/06/2013	23/08/2013	José Musalem Saffie	29/08/2013	3.000.000	-
Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	ELECTRICAS	Emisión de Línea Serie I / N° 945	Banco de Chile	10/09/2018	18/06/2019	Roberto Antonio Cifuentes	11/07/2019	5.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie J / N° 665	Banco de Chile	11/02/2012	22/09/2012	José Musalem Saffie	05/10/2011	1.000.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie L / N° 397	Banco de Chile	29/07/2004	29/11/2012	José Musalem Saffie	20/12/2012	2.500.000	-
Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	Emisión de Línea Serie O / N° 742	Banco de Chile	26/10/2012	29/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	2.000.000	-
Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	Emisión de Línea Serie A / N° 923	Banco de Chile	10/09/2018	10/09/2018	Roberto Antonio Cifuentes	10/01/2019	4.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Emisión de Línea Serie G / N° 663	Banco de Chile	11/02/2011	15/09/2014	José Musalem Saffie	27/11/2014	1.000.000	-
Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	Bono Serie M / N° 1201	Banco de Chile	16/01/2025	-	Notaría Leiva	28/01/2025	2.000.000	-
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	144A/REG-S	UMB Bank	N.A	N.A	N.A	21/01/2022	-	390.000.000

18. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por pagar comerciales	203.664.334	214.904.804	21.038.688	121.889.018
Otras cuentas por pagar	38.665.426	35.621.090	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	242.329.760	250.525.894	21.038.688	121.889.018

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Proveedores por compra de energía y peajes (*)	119.991.421	141.723.929	21.038.688	121.889.018
Proveedores por compra de combustible y gas	2.337.089	1.727.702	-	-
Cuentas por pagar por importaciones en tránsito	2.132.447	1.816.417	-	-
Cuentas por pagar por bienes y servicios	79.203.377	69.636.756	-	-
Dividendos por pagar a terceros	351.344	440.152	-	-
Cuentas por pagar a instituciones fiscales	1.471.727	1.620.991	-	-
IVA débito fiscal	14.162.275	11.846.412	-	-
Otras cuentas por pagar	22.680.080	21.713.535	-	-
Totales Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	242.329.760	250.525.894	21.038.688	121.889.018

(*) Las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar incluyen, cuentas por pagar acumuladas asociadas a las leyes 21.185 y 21.472 correspondientes al Fondo de Estabilización de Tarifas (PEC 1 y PEC 2), el cual se traduce en un Pass through de las cuentas por cobrar. (Ver nota 7, deudores comerciales).

El detalle por vencimiento de cuentas por pagar comerciales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Proveedores con pago al día	31/12/2025			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	23.149.029	160.172.962	20.342.343	203.664.334
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	23.149.029	160.172.962	20.342.343	203.664.334

Proveedores con pago al día	31/12/2024			
	Bienes	Servicios	Otros	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Hasta 30 días	26.740.571	169.189.822	18.974.411	214.904.804
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	26.740.571	169.189.822	18.974.411	214.904.804

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 2025 y 2024 es el siguiente:

Razón social proveedor	RUT	31/12/2025	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	17.016.863	8,36%
B. Bosch S.A.	84.716.400-K	7.086.891	3,48%
Gm Holdings S.A	76.240.103-7	4.869.319	2,39%
Equans Mantenimiento y Montaje Eléctrico SpA	96.543.670-7	3.475.435	1,71%
Chint Electric Co.Ltd	Proveedor Extranjero	2.389.523	1,17%
Besalco Energía Renovable S.A.	76.249.099-4	2.159.787	1,06%
Elecnor Chile S. A.	96.791.730-3	1.823.431	0,90%
Emec Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	1.712.869	0,84%
Enel Generacion Chile S.A.	91.081.000-6	1.364.950	0,67%
Weg Chile S.A.	99.528.050-7	1.338.979	0,66%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		90.450.648	44,41%
Otros Proveedores		69.975.639	34,36%
Totales		203.664.334	100,00%

Razón social proveedores	RUT	31/12/2024	
		M\$	%
Engie Energía Chile S.A.	88.006.900-4	7.002.269	3,26%
Equans Mantenimiento y Montaje Eléctrico SpA	96.543.670-7	3.349.688	1,56%
Colbun S.A.	96.505.760-9	3.217.810	1,50%
Besalco Energía Renovable S.A.	76.249.099-4	2.711.318	1,26%
Enercon GmbH	Proveedor Extranjero	2.237.209	1,04%
Globaltec Servicios y Construcción	76.051.155-2	1.966.397	0,92%
Finning Chile S.A.	91.489.000-4	1.503.073	0,70%
Ing y Serv Serviland Ltda.	77.914.810-6	1.435.349	0,67%
Emec Montajes Eléctricos y Construcción Ltda.	76.048.740-6	1.338.381	0,62%
Energys S.A.	76.131.054-2	1.178.943	0,55%
Provisión Energía y Peajes (CEN) (*)		115.199.694	53,60%
Otros Proveedores		73.764.673	34,32%
Totales		214.904.804	100,00%

(*) Energía y Peajes pendientes de reliquidación y/o facturación por el Sistema Eléctrico.

19. Instrumentos financieros

19.1. Instrumentos financieros por categoría

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

a) Activos Financieros

Activos financieros	31/12/2025		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	48.248.696	9.961.466	58.210.162
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	485.247.442	-	485.247.442
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	27.946.957	-	27.946.957
Otros activos financieros no corrientes	3.079.028	-	3.079.028
Totales Activos financieros	564.522.123	9.961.466	574.483.589

Activos financieros	31/12/2024		
	A costo amortizado	A valor razonable con cambio en resultados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	53.577.595	17.265.586	70.843.181
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	578.350.148	-	578.350.148
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	5.773.984	-	5.773.984
Otros activos financieros no corrientes	5.025.260	-	5.025.260
Totales Activos financieros	642.726.987	17.265.586	659.992.573

b) Pasivos Financieros

Pasivos financieros	31/12/2025	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.584.718.733	1.584.718.733
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	20.885.571	20.885.571
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	263.368.448	263.368.448
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.734.032	148.734.032
Totales Pasivos financieros	2.017.706.784	2.017.706.784

Pasivos financieros	31/12/2024	
	A costo amortizado	Totales
	M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes	1.477.165.809	1.477.165.809
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	4.086.572	4.086.572
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	372.414.912	372.414.912
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.624.710	148.624.710
Totales Pasivos financieros	2.002.292.003	2.002.292.003

19.2. Valor Razonable de instrumentos financieros

a) Valor Razonable 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 Consolidado de Situación Financiera no se presentan a su valor razonable.

Activos financieros	31/12/2025	
	Valor libro	Valor razonable
	M\$	M\$
Inversiones mantenidas al costo amortizado		
Efectivo en caja	6.566.844	6.566.844
Saldo en bancos	6.696.541	6.696.541
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes y no corrientes	485.247.442	485.247.442

Pasivos financieros	31/12/2025	
	Valor libro	Valor razonable
	M\$	M\$
Pasivos financieros mantenidos a costo amortizado		
Otros pasivos financieros corrientes (deuda bancaria)	321.855.793	321.855.793
Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes (bonos)	1.264.855.165	1.279.301.540
Pasivos por arrendamientos corrientes y no corrientes	20.885.571	20.885.571
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes y no corrientes	263.368.448	263.368.448
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes y no corrientes	148.734.032	148.734.032

b) Metodología y supuestos utilizados en el cálculo del Valor Razonable

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

- a) Los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes así como los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar corresponden a saldos por cobrar principalmente asociados a venta de energía y peajes, los cuales tienen un horizonte de cobro de corto plazo y por otro lado, no presentan un mercado formal donde se transen. De acuerdo a lo anterior, la valoración a costo o costo amortizado en una buena aproximación del Valor Razonable.
- b) El Valor Razonable de los Bonos y de la Deuda Bancaria, se determinó en base a referencias de precios de mercado, ya que estos instrumentos son transados en el mercado bajo condiciones estándares y con un alto grado de liquidez.

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

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

- Nivel 1: Corresponde a metodologías de medición a Valor Razonable 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 Razonable 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 Razonable mediante técnicas de valorización, que incluyan datos sobre los Activos y Pasivos valorizados, que no se basen en datos de mercados observables.

20. Provisiones

20.1. Juicios y multas

En el curso normal de sus operaciones, la Compañía es parte en diversos juicios y acciones legales iniciadas, o en proceso de inicio, derivadas de operaciones de la industria en la cual opera. En opinión de la administración y sus asesores legales, a la fecha de estos estados financieros, no es posible estimar con exactitud potenciales pérdidas por este concepto.

20.2. Otras provisiones corrientes

- a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otras provisiones corrientes	Corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Otras provisiones (*)	6.526.321	7.414.919
Totales	6.526.321	7.414.919

(*) Corresponde a provisiones de multas y juicios.

b) El movimiento de las provisiones durante los años 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	7.414.919	7.414.919
Provisiones adicionales	2.467.388	2.467.388
Provisiones no utilizadas	(3.178.607)	(3.178.607)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(62.428)	(62.428)
Provisiones utilizadas	(114.951)	(114.951)
Total movimientos	(888.598)	(888.598)
Saldo final al 31/12/2025	6.526.321	6.526.321

Movimientos Otras provisiones corrientes	Reclamaciones legales	Totales
	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	7.941.576	7.941.576
Provisiones adicionales	3.136.159	3.136.159
Provisiones no utilizadas	(734.005)	(734.005)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	(1.549.986)	(1.549.986)
Provisiones utilizadas	(1.378.825)	(1.378.825)
Total movimientos	(526.657)	(526.657)
Saldo final al 31/12/2024	7.414.919	7.414.919

20.3. Provisiones corrientes por beneficios a los empleados

a) El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Vacaciones del personal (costo vacaciones)	3.791.850	3.469.617
Provisión por beneficios anuales	17.524.377	15.587.774
Totales	21.316.227	19.057.391

El detalle del movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	3.469.617	15.587.774	19.057.391
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.411.087	17.457.861	20.868.948
Provisiones utilizadas	(3.088.854)	(15.521.258)	(18.610.112)
Total movimientos	322.233	1.936.603	2.258.836
Saldo final al 31/12/2025	3.791.850	17.524.377	21.316.227

Movimientos Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Vacaciones del personal	Beneficios anuales	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	3.163.174	15.527.320	18.690.494
Incremento (decremento) en provisiones existentes	3.805.451	15.288.368	19.093.819
Provisiones utilizadas	(3.499.008)	(15.227.914)	(18.726.922)
Total movimientos	306.443	60.454	366.897
Saldo final al 31/12/2024	3.469.617	15.587.774	19.057.391

20.4. 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 en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios permanencia durante a lo menos 10 años.

El desglose de las provisiones no corrientes al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$
Indemnizaciones por años de servicios	26.561.520	22.458.450
Totales	26.561.520	22.458.450

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$2.959.517.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad y sus filiales corresponde a 8 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	Monto
	M\$
1	2.959.517
2	2.129.218
3	2.379.824
4	2.366.095
5	2.192.218
6 a 10	11.955.983

b) El movimiento de las provisiones no corrientes ocurrido durante los años 2025 y 2024, es el siguiente:

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	22.458.450
Costo por intereses	1.289.134
Costo del servicio del ejercicio	2.657.945
Costo de ejercicios anteriores	195.799
Pagos realizados en el ejercicio	(814.282)
Variación actuarial por cambio de tasa	774.474
Total movimientos	4.103.070
Saldo final al 31/12/2025	26.561.520

Movimientos Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Totales
	M\$
Saldo inicial al 01/01/lunes	20.195.037
Costo por intereses	1.377.150
Costo del servicio del ejercicio	2.128.787
Costo de periodos anteriores	323.662
Pagos realizados en el ejercicio	(1.325.886)
Variación actuarial por cambio de tasa	(240.300)
Total movimientos	2.263.413
Saldo final al 31/12/martes	22.458.450

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

Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Costo por intereses	1.289.134	1.377.150
Costo del servicio del ejercicio	2.657.945	2.128.787
Total Gasto reconocido en Estado de Resultados	3.947.079	3.505.937
Pérdida actuarial neta por plan de beneficios definidos	774.474	(240.300)
Totales Gasto reconocido en Otros Resultados Integrales	4.721.553	3.265.637

d) Supuestos actuariales utilizadas al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

Supuestos actuariales	31/12/2025	31/12/2024
Tasa de descuento (nominal)	5,37%	5,32%
Tasa esperada de incrementos salariales (nominal)	1,50%	1,30%
Tablas de mortalidad	RV H 2020 / RV M 2020	RV H 2020 / RV M 2020
Tasa de rotación	3,60%	3,60%
Edad de retiro	65 H / 60 M	65 H / 60 M

e) Sensibilizaciones

Sensibilización de tasa de descuento:

Al 31 de diciembre de 2025, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 1 punto porcentual en la tasa de descuento genera los siguientes efectos:

Sensibilización de la tasa de descuento	Disminución de 1%	Incremento de 1%
	M\$	M\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos aumento / (disminución) de pasivo	2.230.979	(1.940.442)

Sensibilización de tasa esperada de incremento salarial:

Al 31 de diciembre de 2025, la sensibilidad del monto del pasivo actuarial, por beneficios de indemnizaciones por años de servicio, de 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	(1.890.801)	2.133.529

21. Otros activos y pasivos no financieros

a) El detalle de los activos no financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Gastos anticipados	3.915.988	3.669.536	360.396	88.949
Remesas de importaciones	3.314.795	3.886.693	-	-
Otros activos no financieros	285.709	475.572	31.019	31.525
Total Otros activos no financieros	7.516.492	8.031.801	391.415	120.474

b) El detalle de los pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$
Subvenciones gubernamentales (obras FNDR) (*)	18.471.231	19.849.801	-	-
Otras obras de terceros	20.142.959	15.640.277	-	-
Ingresos anticipados por venta de peajes	386.445	386.445	6.642.273	7.070.039
Otros pasivos no financieros	-	-	2.795.977	3.534.132
Total Otros pasivos no financieros	39.000.635	35.876.523	9.438.250	10.604.171

(*) Las subvenciones corresponden principalmente a aportes FNDR (Fondo Nacional de Desarrollo Regional), destinados a financiar obras de electrificación rural, netos de los costos realizados por la Sociedad y sus filiales, y se registran contablemente de acuerdo en lo descrito en Nota 2.15.2.

El detalle de los ingresos anticipados por venta de peajes al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Clientes	Fecha liquidación	Corrientes		No corrientes	
		31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$	M\$	M\$
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2042	91.929	91.929	1.424.907	1.516.837
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2042	83.571	83.571	1.295.341	1.378.912
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2042	23.102	23.102	752.088	800.067
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/12/2043	27.537	27.537	474.786	502.323
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/08/2042	47.223	47.223	346.362	368.707
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/06/2045	16.371	16.371	318.995	335.366
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/11/2046	14.852	14.852	321.473	336.325
Hidroensur, Hidronalca e Hidropalmar (*)	01/08/2042	17.397	17.397	273.100	290.496
Hidroensur, Hidronalca, Hidropalmar, Hidro Ensenada e Hidrobonito (*)	-	48.796	48.796	1.012.585	1.061.384
Parque Eólico Cabo Leones I S.A. (*)	31/12/2047	-	-	138.858	159.519
Ibèreólica Cabo Leones II S.A. (*)	31/12/2047	-	-	138.859	159.519
Eólica La Esperanza S.A. (**)	31/03/2036	15.667	15.667	144.919	160.584
Total Clientes		386.445	386.445	6.642.273	7.070.039

(*) La amortización es a 30 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

(**) La amortización es a 20 años desde la puesta en marcha por cada tramo.

22. Patrimonio

22.1. Patrimonio neto de la Sociedad

22.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el capital social de Inversiones Eléctricas del Sur S.A. asciende a M\$483.747.016. El capital está representado por 100 acciones serie A y 93.780.651 acciones serie B suscritas y pagadas.

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

22.1.2 Dividendos

En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2025 se acordó no distribuir dividendos con cargos a las utilidades del ejercicio 2024.

Durante el ejercicio 2025 se llevó a cabo el pago de Dividendos por un monto total M\$285.973 a los accionistas minoritarios de las siguientes empresas: Saesa, Frontel, STS, Edelayesen y STA.

En el año 2024 “En Junta Ordinaria de Accionistas del día 30 de abril de 2024 se acordó no distribuir dividendos con cargos a las utilidades del ejercicio 2023.

Durante el ejercicio 2024 se llevó a cabo el pago de Dividendos por un monto total M\$300.378 a los accionistas minoritarios de las siguientes empresas: Saesa, Frontel, STS, Edelayesen y STA.

22.1.3 Otras reservas

El detalle al 31 de diciembre de 2025 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2025	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2025
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	39.616.976	(15.864.396)	-	-	23.752.580
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(633.182)	-	(718.092)	-	(1.351.274)
Otras reservas varias (*)	22.215.700	-	-	(25.364)	22.190.336
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605				19.506.605
Totales	80.716.953	(15.864.396)	(718.092)	(25.364)	64.109.101

El detalle al 31 de diciembre de 2024 de otras reservas es el siguiente:

Movimientos Otras reservas	Saldo inicial al 01/01/2024	Reserva de diferencias de cambio en conversiones	Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Saldo final al 31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Reserva de diferencias de cambio en conversiones, neta de impuestos diferidos	24.122.357	15.494.619	-	-	39.616.976
Reserva de coberturas de flujo de efectivo, neta de impuestos	984	-	-	-	984
Reserva de ganancias o pérdidas actuariales en planes de beneficios definidos, neta de impuestos diferidos	(796.493)	-	163.311	-	(633.182)
Otras reservas varias (*)	22.215.700	-	-	-	22.215.700
Efecto fusión STS y Sagesa (proforma)	9.870				9.870
Efecto fusión filiales al 31/05/2011 (**)	19.506.605				19.506.605
Totales	65.059.023	15.494.619	163.311	-	80.716.953

(*) Otras reservas varias por M\$22.215.700, están compuestas por M\$8.506.366 que corresponden a revalorización del capital pagado por el año 2009 (período de transición a NIIF), según lo indicado en Oficio Circular N° 456 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF), abono por M\$585.683 por efecto de la compra a Eléctrica Puntilla S.A. del 49,9% de las acciones que esta poseía en la Sociedad Sistema de Transmisión del Centro S.A. ("STC") por parte de Inversiones Los Lagos IV Limitada, M\$11.873.639 por efecto de la fusión de STS con Saesa Transmisión y Frontel Transmisión, M\$122.306 por efecto de la participación en STA, producto de las acciones pendientes de pago y por M\$2.300.552, por efecto de absorción de su filial Inversiones Eléctricas del Sur Dos Ltda., realizada el 5 de diciembre de 2008. Esta última operación fue tratada como unificación de intereses por corresponder a empresas bajo control común.

Con fecha 1 de diciembre de 2021, se realizó la fusión por incorporación de las empresas de transmisión antigua STS, Frontel Transmisión en Nueva STS, quedando la mencionada Sociedad como continuadora legal. Luego de producida la fusión la empresa pasó a denominarse Sistema de Transmisión del Sur S.A. o STS (Nueva STS). En esta fusión se originó una plusvalía tributaria que dio origen a un activo por impuesto diferido de MM\$ 12.017 millones. Por tratarse de una operación entre partes relacionadas, los efectos que se originen deben formar parte del patrimonio. Bajo esa directriz la Sociedad reclasificó este efecto en Otras reservas.

(**) El efecto por fusión de M\$19.506.605 se origina en la fusión por absorción de las sociedades filiales (Antigua Saesa y Antigua Frontel). Producto de lo anterior y de acuerdo a normas tributarias vigentes, se originaron beneficios tributarios que implicaron mayores activos por impuestos diferidos de M\$19.749.955, la diferencia por M\$243.350, corresponde al ajuste de participación de la Sociedad en Saesa y Frontel producto del canje de acciones, como consecuencia de la fusión materializada el 31 de mayo de 2011.

22.1.4 Diferencias de conversión

El detalle de las sociedades filiales y de las sociedades relacionadas que presentan reservas por diferencias de conversión netas de impuestos al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Reservas de diferencias de cambio en conversiones		31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Sociedad Generadora Austral S.A.	SGA	4.566.714	5.002.927
Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	6.534.045	9.369.370
STA II S.A.	STA II	164.604	707.855
Sagesa S.A.	SAGESA TX	(15.570)	(15.570)
Sistema de Transmisión del Centro S.A.	STC	5.874.942	9.122.500
Sistema de Transmisión del Norte S.A.	STN	7.282.937	11.945.904
Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	SATT	5.372.113	9.318.600
Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	CABO LEONES	941.334	2.180.499
Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	(6.999.686)	(8.730.550)
Tolchén Transmisión SpA	TOLCHÉN	31.147	715.441
Total Reservas de diferencias de cambio en conversiones		23.752.580	39.616.976

La reserva de conversión proviene de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de las filiales que tienen moneda funcional dólar estadounidense.

22.1.5 Ganancias Acumuladas

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2025 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuable acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2025	145.100.737	373.036	145.473.773
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	81.472.734	-	81.472.734
Reverso provisión dividendo año anterior	11.656.018	-	11.656.018
Provisión dividendo mínimo del ejercicio	(24.441.819)	-	(24.441.819)
Total movimientos	68.686.933	-	68.686.933
Saldo final al 31/12/2025	213.787.670	373.036	214.160.706

La utilidad distribuable del año 2025, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2025, esto es M\$81.472.734.

(*) El efecto de la reversa de la provisión correspondiente al ejercicio anterior, junto con la provisión del dividendo correspondiente al año 2025, se refleja de manera detallada en la nota de patrimonio del estado financiero del presente año.

Los saldos de Ganancias Acumuladas al 31 de diciembre de 2024 es el siguiente:

Movimientos Ganancias (pérdidas) acumuladas	Utilidad líquida distribuible acumulada	Ajustes de primera adopción no realizados	Totales
	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2024	103.459.481	373.036	103.832.517
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	38.853.396	-	38.853.396
Reverso provisión dividiendo año anterior	14.443.878	-	14.443.878
Provisión dividiendo mínimo del ejercicio	(11.656.018)	-	(11.656.018)
Total movimientos	41.641.256	-	41.641.256
Saldo final al 31/12/2024	145.100.737	373.036	145.473.773

La utilidad distribuible del año 2024, de acuerdo con la política de la Sociedad, corresponde a la ganancia atribuible a los propietarios de la controladora en 2024, esto es M\$48.146.261.

22.2. Gestión de capital

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

22.3. Restricciones a la disposición de fondos

En virtud de los contratos de emisión de bonos que posee la Sociedad, el envío de flujo a sus accionistas está condicionado, al cumplimiento de las restricciones financieras mencionadas en la Nota 35 junto a que en una cuenta de reserva especial se tengan los flujos necesarios para el pago de sus obligaciones financieras por los próximos 12 meses. En virtud de lo anterior, la Administración tiene como objetivo realizar las operaciones de pago a sus accionistas en los períodos que hagan más eficiente el uso de los recursos de modo de disminuir los costos financieros asociados.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la cuenta de reserva especial no tiene saldo.

22.4. Patrimonio de participaciones no controladoras

El detalle por sociedad de los efectos originados por la participación de no controladores en el patrimonio al 31 de diciembre de 2025 y 2024 y los efectos en ganancia de los no controladores al 31 de diciembre de 2025 y 2024, son los siguientes:

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Patrimonio filiales		Participaciones no controladoras	
			31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSÉN	6,762675%	6,762675%	107.550.141	102.855.852	7.273.267	6.955.807
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	29.945.957	31.792.189	399	424
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	24.000.614	21.686.488	320	289
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	275.222.987	268.263.619	230.175	224.354
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	218.364.638	206.811.773	1.367.524	1.295.171
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	366.738.776	332.989.793	112.376	102.035
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	38.990.722	39.768.413	11.948	12.186
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	279.132.436	244.562.172	394.792	345.899
Totales							9.390.801	8.936.165

RUT	Razón social	Nombre abreviado	% Participación		Resultado filiales		Participaciones no controladoras	
			01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	EDELAYSEN	6,762675%	6,762675%	6.733.739	12.116.310	455.381	819.387
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	SAGESA GX	0,001334%	0,001334%	1.420.814	(1.282.033)	19	(17)
76.186.388-6	Sagesa S.A.	SAGESA TX	0,001334%	0,001334%	3.473.185	3.741.108	46	50
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	SAESA	0,083632%	0,083632%	10.677.872	710.083	8.930	594
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	FRONTEL	0,626256%	0,626256%	16.675.748	22.427.556	104.436	140.454
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	STA	0,030642%	0,030642%	67.398.129	23.457.616	20.652	7.187
77.729.726-0	STA II S.A.	STA II	0,030642%	0,030642%	4.230.189	(2.146.485)	1.296	(658)
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	STS	0,141435%	0,141435%	50.154.637	16.140.075	70.936	22.828
Totales							661.696	989.825

23. Ingresos

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Venta de Energía	996.298.601	913.996.503
Distribución	762.231.133	685.322.283
Residencial	381.715.476	334.483.768
Comercial	187.646.613	173.320.240
Industrial	64.014.726	59.335.855
Otros (*)	128.854.318	118.182.420
Transmisión	123.371.305	114.570.757
Generación y Comercialización	110.696.163	114.103.463
Otros ingresos	43.342.884	40.603.015
Apoyos	877.421	883.034
Arriendo medidores	1.215.874	1.182.288
Cargo por pago fuera de plazo	9.551.868	10.437.175
Mantenimiento de líneas de transmisión	30.309.649	26.477.837
Otros	1.388.072	1.622.681
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.039.641.485	954.599.518

(*) El detalle de los Otros Ingresos de distribución, es el siguiente:

Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Agrícola	40.591.280	37.794.788
Transporte	81.337	78.584
Municipal	36.915.569	33.502.331
Alumbrado público	25.733.391	24.173.691
Otros	25.532.741	22.633.026
Total Otros Ingresos de actividades ordinarias de Distribución	128.854.318	118.182.420

Otros ingresos

Otros ingresos	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Prestación de servicios	3.805.481	4.271.355
Construcción de obras y trabajos a terceros	64.351.187	50.719.068
Venta de materiales, equipos y servicios	2.216.793	23.056.582
Arrendamientos	4.159.349	2.790.887
Intereses créditos y préstamos	480.461	364.816
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	384.650	2.576.891
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	27.580	27.927
Otros ingresos	4.742.694	6.908.868
Total Otros ingresos	80.168.195	90.716.394

A continuación, se presenta la clasificación de ingresos ordinarios y otros ingresos al 31 de diciembre de 2025 y 2024 según la clasificación establecida por NIIF 15:

Ingresos de actividades ordinarias	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Venta de energía distribución	762.231.133	685.322.283
Transmisión	123.371.305	114.570.756
Generación y comercialización	110.696.163	114.103.463
Otros ingresos	43.342.884	40.603.016
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	1.039.641.485	954.599.518
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.039.641.485	954.599.518
Otros ingresos	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Reconocimientos de ingresos a lo largo del tiempo		
Prestación de servicios	3.805.481	4.271.355
Construcción de obras y trabajos a terceros	64.351.187	50.719.067
Intereses créditos y préstamos	480.461	364.816
Arrendamientos	4.159.349	2.790.887
Ingresos por gestión de demanda y equipos móviles	27.580	27.927
Otros Ingresos	4.742.694	6.908.869
Total Ingresos reconocidos a lo largo del tiempo	77.566.752	65.082.921
Reconocimientos de ingresos en un punto del tiempo		
Venta de materiales, equipos y servicios	2.216.793	23.056.582
Ingresos por venta al detalle de productos y servicios	384.650	2.576.891
Total Ingresos reconocidos en un punto del tiempo	2.601.443	25.633.473
Total Otros ingresos	80.168.195	90.716.394

24. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Compras de energías y peajes	526.465.203	499.034.488
Combustibles para generación, materiales y servicios consumidos	67.013.367	66.685.907
Total Materias primas y consumibles utilizados	593.478.570	565.720.395

25. Gastos por Beneficios a los Empleados

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	99.408.481	94.276.691
Otros beneficios a los empleados a corto plazo	10.686.449	9.799.206
Gasto por beneficios post empleo, planes de beneficios definidos	5.348.270	5.638.792
Activación costo de personal	(12.015.422)	(9.122.638)
Total Gastos por beneficios a los empleados	103.427.778	100.592.051

26. Gasto por Depreciación y Amortización

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Gasto por depreciación y amortización	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Depreciaciones de Propiedades, Planta y Equipo	59.976.915	54.007.761
Amortizaciones de Intangibles	9.412.845	7.666.522
Amortizaciones de Activos por derecho de uso	4.403.122	1.197.847
Total Gasto por depreciación y amortización	73.792.882	62.872.130

27. Pérdida por deterioro

El detalle de los rubros referidos a deterioros al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Ganancia (pérdida) por deterioro	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	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	11.716.653	9.335.266
Total Ganancia (pérdida) por deterioro	11.716.653	9.335.266

28. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Otros gastos, por naturaleza	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Operación y mantención sistema eléctrico	53.111.743	56.206.559
Sistema generación	7.475.699	6.662.351
Mantención medidores, ciclo comercial	24.831.563	21.698.948
Operación vehículos, viajes y viáticos	5.238.556	5.176.188
Arriendo maquinarias, equipos e instalaciones	369.912	956.873
Provisiones y castigos	2.810.525	1.306.275
Gastos de administración y otros servicios prestados	19.131.653	17.304.105
Egresos por construcción de obras a terceros	43.723.593	35.148.193
Otros gastos por naturaleza	1.945.712	4.813.618
Total Otros gastos, por naturaleza	158.638.956	149.273.110

29. Resultados Financieros

El detalle de los ingresos y costos financieros al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Resultado financiero	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	1.566.408	1.770.175
Ingresos financieros	1.566.408	1.770.175
Gastos por préstamos bancarios	(14.940.877)	(11.671.672)
Gastos por bonos	(43.430.806)	(40.183.306)
Otros gastos financieros	(6.486.380)	(5.981.041)
Activación gastos financieros	7.371.424	7.893.292
Costos financieros	(57.486.639)	(49.942.727)
Resultados por unidades de reajuste	(30.464.010)	(36.140.720)
Positivas	49.374.868	11.480.090
Negativas	(38.340.713)	(33.043.437)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	11.034.155	(21.563.347)
Total Resultado financiero	(75.350.086)	(105.876.619)

30. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de este rubro en el Estado Consolidado de Resultados Integrales al 31 diciembre de 2025 y 2024, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$
Ingresos por enajenación de Activo Fijo	1.207.145	2.698.640
Egresos por enajenación de Activo Fijo	(916.983)	(3.361.271)
Total Otras ganancias (pérdidas)	290.162	(662.631)

31. Segmentos de Negocio

De acuerdo con la definición entregada en NIIF 8 que establece las normas a informar respecto a los segmentos operativos y revelaciones relacionadas con productos y servicios, se reconoce como “Segmentos de Operación” todas aquellas actividades que desarrolla el negocio de las cuales puede obtener ingresos e incurrir en gastos asociados de las actividades ordinarias, cuyos resultados son revisados en forma regular por la Administración para la toma de decisiones de operación y sobre los cuales se dispone de información financiera suficiente y diferenciada para gestionar y evaluar el rendimiento del negocio.

Asimismo, el Grupo reconoce, gestiona y evalúa el rendimiento de sus operaciones por los siguientes segmentos de negocio:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización
- Otros

Los indicadores utilizados por la Administración para la medición de desempeño y asignación de recursos a cada segmento están relacionados directamente con el margen de cada actividad y su EBITDA.

Descripción tipos de productos y servicios que proporcionan los ingresos ordinarios de cada segmento a informar:

- **Segmento Generación:** El Grupo participa en la actividad de generación de electricidad en Chile a través de su filial Edelayen y en los Sistemas de Hornopirén y Cochamó cuya operación y explotación está en manos de la filial SAESA. Por lo tanto, en este segmento están involucrados todos los resultados provenientes de actividades relacionadas con los sistemas de generación eléctrica a través de la participación en Mercados de Grandes Clientes, Mercados Mayoristas y -Empresas Distribuidoras. (Ver nota 3.1)
- **Segmento Transmisión:** En este segmento están involucrados los sistemas de transmisión o de transporte de electricidad que comprenden el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución. (Ver nota 3.2)
- **Segmento Distribución:** 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. En este segmento, estarán involucrados los resultados obtenidos de: Ventas a Clientes Regulados, Ventas a Clientes Libres o cobro de peaje y Otros Servicios Asociados a la Distribución (Ver nota 3.3)
- **Segmento Comercialización:** Corresponde a todos los ingresos generados a través de su filial SGA que incluyen aquellos contratos que la sociedad mantiene con clientes por compra y venta de energía. 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 presentación de los Estados Financieros y son reconocidos a lo largo del tiempo.
- **Segmento de Otros:** Corresponde a todos aquellos ingresos y gastos asociados a la comercialización y/o venta de productos y servicios que no se encuentran contenidos en los segmentos Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización antes descritos; y que en su defecto no forman parte del giro principal de las compañías y de los cuales se cuenta con información financiera diferenciada.

Información general sobre resultados, activos, pasivos y patrimonio

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024	01/01/2025 31/12/2025	01/01/2024 31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Ganancia (pérdida)												
Ingresos de actividades ordinarias	725.182.516	692.509.328	146.909.188	123.869.101	53.380.257	62.954.195	103.803.142	113.210.068	10.366.382	(37.943.174)	1.039.641.485	954.599.518
Otros ingresos	-	13.949.455	1.607.401	22.290.073	203.265	81.054	979.611	90.635	77.377.918	54.305.177	80.168.195	90.716.394
Materias primas y consumibles utilizados	(454.184.492)	(443.307.276)	(3.876.892)	(8.704.143)	(23.181.468)	(33.813.629)	(100.368.928)	(109.756.255)	(11.866.790)	29.860.908	(593.478.570)	(565.720.395)
Gastos por beneficios a los empleados	(52.313.926)	(50.012.138)	(12.519.693)	(29.958.028)	(5.031.053)	(4.648.874)	(250.157)	(217.138)	(33.312.949)	(15.755.873)	(103.427.778)	(100.592.051)
Gasto por depreciación y amortización	(46.784.435)	(38.505.386)	(24.496.046)	(22.407.939)	(1.705.460)	(1.521.924)	-	-	(806.941)	(436.881)	(73.792.882)	(62.872.130)
Otros gastos, por naturaleza	(97.695.919)	(101.845.585)	(14.225.974)	(16.861.818)	(11.084.692)	(10.673.751)	(236.619)	(380.601)	(35.395.752)	(19.511.355)	(158.638.956)	(149.273.110)
Otras ganancias (pérdidas)	218.236	(1.100.056)	71.478	220.047	-	-	-	-	448	217.378	290.162	(662.631)
Ingresos financieros	826.149	886.692	101.356	200.625	115.895	28.638	122.959	163.434	400.049	490.786	1.566.408	1.770.175
Costos financieros	(28.829.892)	(24.523.109)	(18.362.784)	(16.704.958)	(750.107)	(491.864)	(65.036)	(43.380)	(9.478.820)	(8.179.416)	(57.486.639)	(49.942.727)
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	(11.412.122)	(7.855.244)	(10.354)	(34.592)	(15.552)	(35.254)	(322.885)	(315.960)	44.260	(1.094.216)	(11.716.653)	(9.335.266)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	761.809	(95.059)	20.768.586	(26.003.147)	(394.572)	(3.374.868)	(313.221)	(149.116)	(9.788.447)	8.058.843	11.034.155	(21.563.347)
Resultados por unidades de reajuste	(24.553.376)	(25.084.624)	(3.228.059)	(3.812.310)	404.279	357.045	33.124	89.075	(3.119.978)	(7.689.906)	(30.464.010)	(36.140.720)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	11.214.548	15.016.998	92.738.207	22.092.911	11.940.792	8.860.768	3.381.990	2.690.762	(15.580.620)	2.322.271	103.694.917	50.983.710
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	(8.083.290)	(4.928.046)	(16.273.641)	(5.674.371)	(664.938)	764.081	(988.896)	34.537	4.450.278	(1.336.690)	(21.560.487)	(11.140.489)
Ganancia (pérdida)	3.131.258	10.088.952	76.464.566	16.418.540	11.275.854	9.624.849	2.393.094	2.725.299	(11.130.342)	985.581	82.134.430	39.843.221
Ganancia (pérdida), atribuible a												
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	3.131.258	10.088.952	76.464.566	16.418.540	11.275.854	9.624.849	2.393.094	2.725.299	(11.130.342)	985.581	81.472.734	38.853.396
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	661.696	989.825
Ganancia (pérdida)	3.131.258	10.088.952	76.464.566	16.418.540	11.275.854	9.624.849	2.393.094	2.725.299	(11.130.342)	985.581	82.134.430	39.843.221

Estado de Situación Financiera	Distribución		Transmisión		Generación		Comercialización		Otros		Consolidado	
	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS												
Activos corrientes	381.334.634	379.663.497	66.294.796	74.595.875	12.273.183	11.907.790	6.917.770	20.487.281	20.844.323	1.097.020	487.664.706	487.751.463
Activos no corrientes	1.319.529.292	1.267.279.369	1.054.718.390	1.017.522.478	103.501.097	108.074.379	11.389.246	10.701.214	5.159.759	(901.263)	2.494.297.784	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS	1.700.863.926	1.646.942.866	1.121.013.186	1.092.118.353	115.774.280	119.982.169	18.307.016	31.188.495	26.004.082	195.757	2.981.962.490	2.890.427.640
PASIVOS												
Pasivos corrientes	318.050.886	411.023.333	115.101.748	77.801.056	5.323.793	5.630.920	19.713.440	22.257.555	246.593.447	118.061.505	704.783.314	634.774.369
Pasivos no corrientes	393.363.774	806.862.335	574.369.004	680.750.289	5.716.397	28.099.473	382	1.551.638	532.321.995	19.515.629	1.505.771.552	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS	711.414.660	1.217.885.668	689.470.752	758.551.345	11.040.190	33.730.393	19.713.822	23.809.193	778.915.442	137.577.134	2.210.554.866	2.171.553.733
PATRIMONIO												
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	303.757.256	289.953.463	339.572.030	312.566.393	29.945.957	31.792.189	8.482.099	7.379.302	80.259.481	68.246.395	762.016.823	709.937.742
Participaciones no controladoras	8.870.966	8.475.332	507.488	448.223	399	424	-	-	11.948	12.186	9.390.801	8.936.165
PATRIMONIO TOTAL	312.628.222	298.428.795	340.079.518	313.014.616	29.946.356	31.792.613	8.482.099	7.379.302	80.271.429	68.258.581	771.407.624	718.873.907
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	1.024.042.882	1.516.314.463	1.029.550.270	1.071.565.961	40.986.546	65.523.006	28.195.921	31.188.495	859.186.871	205.835.715	2.981.962.490	2.890.427.640

32. Medio Ambiente

El detalle de los costos medioambientales incurridos al 31 de diciembre de 2025 y 2024 es el siguiente:

Concepto del desembolso	Concepto del costo	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Proyectos de inversión	Inversión	975.176	1.120.218
Reforestaciones	Inversión	237.882	358.420
Evaluación plan de manejo	Inversión	42.373	37.953
Evaluación plan de manejo	Costo	20.371	1.885
Gestión de residuos	Costo	645.816	195.053
Otros gastos medioambientales	Costo	331.819	12.418
Reforestaciones	Costo	163.712	116.952
Otros gastos medioambientales	Inversión	375.220	448
Permisos sectoriales y otros	Inversión	4.308	80
Asesorías medioambientales	Costo	71.424	43.198
Asesorías medioambientales	Inversión	6.466	1.204
Totales		2.874.567	1.887.829

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

33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos Financieros no Corrientes

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 2025 son las siguientes:

Relación	Activos comprometidos			2026	2027	2028	2029	2030	2031
	Tipo de garantía	Moneda	Total						
			M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	CLP	28.818.868	17.404.109	7.200.113	2.680.309	-	-	1.534.337
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	UF	9.647.583	8.467.695	544.299	635.589	-	-	-
Garantiza obra en construcción	Boleta de garantía	USD	27.379.458	13.808.418	1.732.491	905.274	5.376.083	1.738.759	3.818.433
Totales			65.845.909	39.680.222	9.476.903	4.221.172	5.376.083	1.738.759	5.352.770

34. Cauciones Obtenidas de Terceros

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus filiales han recibido garantías de clientes, proveedores y contratistas, para garantizar, principalmente, el cumplimiento de contrato de suministro eléctrico, trabajos a realizar y anticipos, por un total de M\$60.744.403 (M\$27.333.974 al 31 de diciembre de 2024).

35. Compromisos y Restricciones

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

La Sociedad y sus filiales deben informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

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

Bono Serie E

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta en escritura pública de fecha 7 de octubre de 2010, otorgada en Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de noviembre de 2010 en la misma Notaría, otorgada en la misma notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie E fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 646.

Con fecha 25 de noviembre de 2010, la Sociedad colocó los bonos Serie E, con cuyos fondos se prepago la totalidad de los Bonos Serie A, la colocación fue por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/EBITDA no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 6,04.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA / Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,99.

- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2025 – diciembre 2025 la Sociedad distribuyó 4.445 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.451 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 – diciembre 2024). A diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie H

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eléctricas del Sur S.A. y Banco Bice como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 27 de junio de 2013, Repertorio Nº 7.583-2013, modificada por Escritura Pública con fecha 2 de agosto de 2013 y complementado por Escritura Pública de fecha 23 de agosto de 2013, Repertorio Nº10.133-2013, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie H fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 762.

Con fecha 29 de agosto de 2013, la Sociedad colocó los bonos Serie H, con cuyos fondos se prepago deuda de corto plazo; la colocación fue por un monto total de UF 3.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros del Emisor. Para efectos de esta cláusula y la número Cuatro siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 5,94.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,99.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie J

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Inversiones Eséctricas del Sur S.A. y Banco Chile como representante de los tenedores de bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Roberto Cifuentes Allel con fecha 10 de septiembre de 2018, Repertorio N.º 8.808-2018, Escritura Pública Complementaria con fecha 7 de junio de 2019 y Modificación de Escritura Pública de fecha 18 de junio de 2019, Repertorio N.º 6.269-2019, ambas en el misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 945.

Con fecha 11 de julio de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie J, gran parte de los fondos se utilizaron para prepagar deuda de largo plazo que mantenía la Sociedad (Bonos Serie D); la colocación fue por un monto total de UF 5.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta sobre EBITDA Ajustado Consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado Consolidado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 5,94.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA Ajustado Consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2.0, medido sobre cifras de los Estados Financieros del Emisor.

Para los efectos de la presente cláusula se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos doce meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos doce meses de la partida Ingresos Financieros. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,06.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 6,04.
- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,99.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad y sus filiales disminuya de 1.400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles anteriores de enero 2025 - diciembre 2025 la Sociedad distribuyó 4.445 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 4.451 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 - diciembre 2024) Adicionalmente, hasta el cierre de diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Saesa

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

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

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

Bono Serie J

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 11 de febrero de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 8 de abril de 2012 y complementado por escritura pública de fecha 22 de septiembre de 2012, ambas otorgadas en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie J fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 665.

Con fecha 5 de octubre de 2012, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie J en el mercado local, desmaterializados y al portador, por una suma total de 1.000.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,89.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros del Emisor, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,30.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie L

Consta del contrato de emisión de línea de bonos celebrado entre Saesa y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, por escritura pública de fecha 29 de septiembre de 2004, otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie, el cual fue modificado por escritura pública de fecha 5 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 22 de noviembre de 2004, escritura pública de fecha 9 de octubre de 2008, escritura pública de fecha 27 de julio de 2012, escritura pública de fecha 3 de octubre de 2012, y escritura pública de fecha 26 de octubre de 2012.

Complementado por escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, todas estas escrituras otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie L fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 397.

Con fecha 20 de marzo de 2013, la filial Saesa efectuó la colocación del Bono Serie L en el mercado local, desmaterializado y al portador, por una suma total de 2.500.000 Unidades de Fomento, con las siguientes restricciones principales:

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

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

Para los efectos del cálculo del indicador “EBITDA” descrito anteriormente, y sólo en los casos en que la Inflación Acumulada, según dicho término se define a continuación, sea mayor o igual a 5,0%, al EBITDA se le sumará un “Factor de Ajuste”, que corresponderá al resultado de la multiplicación del EBITDA por el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros del Emisor. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,89.

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

Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, y como “EBITDA” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,30.

Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie O

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

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

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,86.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,30.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,89.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 1.000 GWh por año. Entre los 12 meses móviles de enero 2025 - diciembre 2025, la Sociedad junto a sus filiales, distribuyó 3.230 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 3.218 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 - diciembre 2024). Adicionalmente, hasta el cierre de diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial Frontel

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

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

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

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

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

Bono Serie G

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 11 de febrero de 2011, modificada por Escrituras Públicas otorgadas en la Notaría de Santiago de don José Musalem Saffie con fecha 8 de abril de 2011 y 13 de mayo de 2013, y complementado por escritura pública de fecha 15 de septiembre de 2014, otorgada en la misma Notaría. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie G fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 663.

Con fecha 27 de noviembre de 2014, la Sociedad colocó un total de 2.000 bonos de la serie G, por un monto total de UF 1.000.000, con las siguientes restricciones principales:

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

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes, menos los “Activos de Cobertura”, que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros del Emisor; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,03.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la “inflación acumulada”. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,87.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Bono Serie M

Consta del contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Empresa Eléctrica de la Frontera S.A. y Banco de Chile, como Representante de los Tenedores de Bonos, que consta de Escritura Pública otorgada en la Notaría de Santiago de don Francisco Javier Leiva Carvajal con fecha 9 de enero de 2025. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie M fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 1201.

Con fecha 28 de enero de 2025, la Sociedad colocó un total de 4.000 bonos de la serie M, por un monto total de UF 2.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 7,0 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para los efectos de la presente cláusula, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a noventa días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los “Activos de Cobertura” que corresponde a la suma de las partidas “Derivados de Cobertura” de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros No Corrientes que se encuentran en las Notas de los Estados Financieros; cuentas o partidas todas contenidas en los Estados Financieros. En caso que alguna de las partidas señaladas precedentemente no aparezca en los Estados Financieros del Emisor, significará que no existe para el ejercicio correspondiente y el cálculo se efectuará omitiendo la misma. Para efectos de este número y el número Tres siguiente se entenderá como “EBITDA Ajustado” la suma de los últimos doce meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, más o menos el valor de 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, todo lo anterior multiplicado por la suma de uno más el cincuenta por ciento de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. El cálculo, partidas, valores y límites serán claramente revelados en las Notas a los Estados Financieros. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 3,03.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,5, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 4,96.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 3,5 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre 2025 este indicador es de 3,03.
- Venta de Activos Esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad directa o indirecta de distribución de la Sociedad disminuya de 400 GWh por año. Entre los 12 meses móviles enero 2025 - diciembre 2025, la Sociedad distribuyó 1.215 GWh. Con el fin de comparar la evolución del presente año se indica que la Sociedad distribuyó 1.233 GWh por los anteriores 12 meses móviles (enero 2024 – diciembre 2024). Adicionalmente, a cierre de diciembre de 2025 la Sociedad no ha vendido, cedido y/o transferidos activos esenciales, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants mencionados anteriormente.

Filial STS

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

La Sociedad debe informar trimestralmente el cumplimiento de estas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad está en cumplimiento con todos los indicadores financieros exigidos en dichos contratos.

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

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

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

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

a) Colocación de Bonos y covenants

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

Bono Serie A

Consta del Contrato de Emisión de Línea de Bonos celebrado entre Sistema de Transmisión del Sur S.A. y Banco de Chile, como representante de los tenedores de bonos, que consta de escritura pública de fecha 10 de septiembre de 2018, otorgada en Notaría Cifuentes de don Roberto Antonio Cifuentes Allel. La emisión de bonos bajo el Contrato de Emisión de Línea de Bonos Serie A fue inscrita en el Registro de Valores de la Comisión para el Mercado Financiero bajo el número 923 con fecha 12 de diciembre de 2018.

Con fecha 10 de enero de 2019, la Sociedad colocó los bonos Serie A, por un monto total de UF 4.000.000, con las siguientes restricciones principales:

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado consolidado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad.

Para estos efectos, se entenderá como “Deuda Financiera Neta” la diferencia entre el Total de la Deuda Financiera, la cual corresponde a Otros Pasivos Financieros Corrientes, de la partida Pasivos Corrientes, más Otros Pasivos Financieros no Corrientes, de la partida Pasivos No Corrientes, menos el Total de Caja, el cual corresponde a la partida Efectivo y Equivalentes al Efectivo y los depósitos a plazo que posean una duración superior a 90 días considerados en la partida Otros Activos Financieros Corrientes menos los activos de cobertura que corresponden a la suma de las partidas Derivados de Cobertura de Otros Activos Financieros Corrientes y Otros Activos Financieros no Corrientes que se encuentran en las notas de los Estados Financieros; y como “EBITDA ajustado consolidado” la suma de los últimos 12 meses de las partidas Ingresos de Actividades Ordinarias más Otros Ingresos por Naturaleza menos el valor absoluto de Materias Primas y Consumibles Utilizados menos el valor absoluto de Gastos por Beneficios a los Empleados menos el valor absoluto de Otros Gastos por Naturaleza, todo lo anterior, multiplicado por la suma de uno más el 50% de la Inflación Acumulada. Se entenderá por “Inflación Acumulada” la variación que presente el Índice de Precios al Consumidor publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas entre el décimo tercer mes anterior y el primer mes anterior a la fecha de cierre de los Estados Financieros de la Sociedad. En el evento que el Instituto Nacional de Estadísticas agregara, sustituyera o eliminara el Índice de Precios al Consumidor, éste será reemplazado por el nuevo indicador definido por el Instituto Nacional de Estadísticas o por la autoridad que sea competente y cuyo objetivo sea medir la variación en el nivel de precios de la economía chilena entre dos periodos de tiempo. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,65.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado consolidado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Para estos efectos, se entenderá como “Gastos Financieros Netos” la suma de los últimos 12 meses del valor absoluto de la partida Costos Financieros más Activación Gastos Financieros de Costos Financieros menos la suma de los últimos 12 meses de la partida Ingresos Financieros, todas cuentas o partidas que se encuentran en las Notas a los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 8,11.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2025, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.238 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025 la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Contrato Línea de Capital de Trabajo

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

- Mantener al final de cada trimestre una relación Deuda Financiera Neta/ EBITDA ajustado no superior a 6,75 el que se medirá sobre los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 1,65.

- Mantener al final de cada trimestre una relación EBITDA ajustado/ Gastos Financieros Netos mayor a 2,0, medido sobre cifras de los Estados Financieros de la Sociedad. Al 31 de diciembre de 2025 este indicador es de 8,11.
- Venta de activos esenciales: No vender, ceder o transferir Activos Esenciales de modo tal que la capacidad instalada de transmisión conjunta del Emisor y sus Filiales sea inferior a 1.100 MVA. Al 31 de diciembre de 2025, la capacidad instalada de transmisión fue de 3.254 MVA, por lo que cumple con la presente restricción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad cumple con los covenants estipulados en sus contratos financieros.

Filial STA

Con fecha 21 de enero de 2022 la compañía emitió bonos en mercados internacionales en moneda USD bajo el formato 144A /REG-S por un monto total de USD 390.000.000 con tipo de amortización bullet y plazo a 10 años. Dicha colocación fue bajo formato corporativo sin garantías ni covenants de ninguna naturaleza (unsecured notes).

36. Información Financiera Resumida de Filiales que Componen el Grupo

La información financiera resumida de filiales que compone el Grupo al 31 de diciembre de 2025 y 2024, es la siguiente:

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2025							
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	53.753.794	607.598.155	67.847.718	314.371.795	86.898.990	50.154.637	49.616.655	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	58.791.680	191.001.149	19.229.263	123.013.425	64.143.274	6.733.739	6.714.410	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	12.776.028	66.286.470	13.730.542	23.692.412	48.937.826	9.755.137	9.741.539	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	17.593.532	11.389.246	19.713.440	787.240	101.708.482	2.295.293	1.858.941	
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	20.920.539	62.846.128	15.839.463	28.897.656	101.915.048	4.233.924	420.834	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	10.731.287	51.439.410	3.591.699	28.633.041	11.082.133	1.420.814	(1.415.818)	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	12.754.049	59.316.257	13.249.289	12.298.943	41.323.558	8.889.232	4.162.742	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.213.195	64.164.211	773.027	30.332.836	1.288.097	1.975.567	(1.272.991)	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	18.853.915	252.302.325	28.090.652	202.495.915	12.917.110	3.100.329	(847.368)	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	CLP	3.370.965	51.038.848	3.234.879	27.173.193	7.447.536	3.473.458	2.233.897	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	234.339.792	852.410.711	166.301.754	637.908.922	536.539.602	11.143.461	10.650.665	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	133.301.396	518.866.111	161.932.409	271.870.460	288.675.929	16.675.748	16.557.317	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	90.519.783	1.054.718.391	115.100.642	662.740.674	153.773.500	67.515.595	55.335.071	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	20.574.955	14.858.662	10.054.872	22.907.492	37.697.763	507.135	520.021	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.441.459	38.714.612	1.719.318	27.173.193	6.487.391	2.725.464	1.485.903	
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	689.833	27.050.284	769.870	19.939.521	3.943.331	2.107.822	1.423.318	

RUT	Razón Social	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	31/12/2024							
					Activos corrientes	Activos no corrientes	Pasivos corrientes	Pasivos no corrientes	Ingresos ordinarios	Ganancia (pérdida) neta	Resultado integral	
					M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
77.312.201-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Filial	CLP	38.395.667	588.493.265	47.784.913	334.541.847	78.914.365	16.140.075	16.524.350	
88.272.600-2	Empresa Eléctrica de Aisén S.A.	Chile	Filial	CLP	75.239.922	156.432.679	32.792.132	96.024.617	67.684.388	12.116.310	12.142.070	
96.531.500-4	Compañía Eléctrica Osorno S.A.	Chile	Filial	CLP	15.297.814	63.723.340	15.158.778	31.307.716	45.829.313	7.568.280	7.562.063	
99.528.750-1	Sociedad Generadora Austral S.A.	Chile	Filial	USD	20.487.281	10.701.213	22.257.555	1.551.638	97.000.356	(224.850)	741.263	
77.729.726-0	STA II S.A.	Chile	Filial	USD	24.034.139	65.499.471	20.648.581	29.077.021	97.505.448	(2.148.008)	3.172.934	
77.708.654-5	Sagesa Generación S.A.	Chile	Filial	USD	9.503.743	54.798.258	4.410.339	28.099.473	8.375.417	(1.282.033)	2.374.786	
76.410.374-2	Sistema de Transmisión del Norte S.A.	Chile	Filial	USD	16.210.317	52.308.290	8.697.794	16.933.988	37.965.077	5.706.990	11.501.779	
76.440.111-5	Sistema de Transmisión del Centro S.A.	Chile	Filial	USD	2.303.342	73.663.569	375.758	39.046.619	1.271.941	(1.148.678)	3.259.431	
76.519.747-3	Sociedad Austral de Transmisión Troncal S.A.	Chile	Filial	USD	13.603.728	213.597.610	16.359.130	169.361.070	11.890.391	2.580.111	7.470.085	
76.186.388-6	Sagesa S.A.	Chile	Filial	USD	3.583.365	55.192.012	2.799.427	34.288.505	7.191.758	3.741.396	4.645.256	
76.073.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Filial	CLP	273.197.343	828.978.795	169.808.621	657.114.039	504.689.366	1.537.385	1.881.839	
76.073.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Filial	CLP	115.939.961	491.918.868	251.298.765	149.748.291	258.608.453	22.427.556	22.514.826	
77.122.643-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	Filial	USD	74.595.872	1.017.522.476	77.801.047	680.750.293	141.080.448	23.498.276	33.403.290	
77.227.557-9	Saesa Gestión y Logística SpA	Chile	Filial	CLP	1.917	-	-	-	434.552	30.644	30.082	
77.227.565-K	Saesa Innova Soluciones SpA	Chile	Filial	CLP	20.074.989	11.689.130	8.404.644	21.353.225	30.744.235	323.745	318.598	
76.429.813-6	Línea de Transmisión Cabo Leones S.A.	Chile	Filial	USD	1.747.703	43.642.262	1.525.885	34.288.505	6.263.738	2.882.620	4.196.170	
76.389.448-7	Tolchén Transmisión SpA	Chile	Filial	USD	860.166	30.463.368	696.186	24.933.078	3.846.916	1.721.497	2.230.011	

37. Información Adicional sobre Deuda Financiera

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deudas financieras:

a) Préstamos Bancarios

Resumen de Préstamos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora				Entidad acreedora				31/12/2025											
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Comentarios			No comentarios								
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Contantes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Total No contantes				
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,12%	5,12%	194.133	15.582.400	15.579.533	-	-	-	-	-				
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,12%	5,12%	123.196	20.170.987	20.294.223	-	-	-	-	-				
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,13%	5,13%	129.875	10.389.025	10.518.700	-	-	-	-	-				
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,13%	5,13%	259.190	20.178.050	21.037.400	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,08%	5,08%	22.446.688	-	22.468.688	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,09%	5,09%	260.116	20.513.838	20.771.984	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,11%	5,11%	326.472	25.642.299	25.968.771	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	15.302.950	15.302.950	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,08%	5,08%	10.203.040	-	10.203.040	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,07%	5,07%	386.417	20.699.896	20.995.313	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,14%	5,14%	262.711	20.516.856	20.779.567	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	20.403.933	20.403.933	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,31%	5,31%	230.090	17.453.858	17.684.548	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	4,98%	4,98%	-	15.302.950	15.302.950	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,14%	5,14%	25.323.250	-	25.323.250	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,14%	5,14%	15.100.460	-	15.100.460	-	-	-	-	-				
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,14%	5,14%	20.242.531	-	20.242.531	-	-	-	-	-				
Totales								95.706.151	235.554.712	329.861.841	-	-	-	-	-				

Entidad deudora			Entidad acreedora			31/12/2024												
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Comentarios			No corrientes						Total No corrientes	
								Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Contantes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No corrientes		
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	15.880.583	-	15.880.583	-	-	-	-	-	M\$	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	26.487.604	-	26.487.604	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,82%	5,82%	10.569.750	-	-	10.569.750	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,79%	5,79%	10.137.313	-	-	10.137.313	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,74%	5,74%	10.137.313	-	-	10.137.313	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,74%	5,74%	25.342.367	-	-	25.342.367	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,79%	5,79%	10.137.361	-	-	10.137.361	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,82%	5,82%	13.220.675	-	-	13.220.675	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	10.587.042	-	10.587.042	-	-	-	-	-	-	
76.075.164-1	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,79%	5,79%	-	21.174.083	-	21.174.083	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,63%	5,63%	-	17.300.423	-	17.300.423	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,70%	5,70%	22.313.500	-	-	22.313.500	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Itaú	Chile	CLP	5,71%	5,71%	15.330.473	-	-	15.330.473	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,94%	5,94%	20.389.400	-	-	20.389.400	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Estado	Chile	CLP	5,70%	5,70%	20.460.387	-	-	20.460.387	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Scotiabank	Chile	CLP	5,70%	5,70%	10.142.500	-	-	10.142.500	-	-	-	-	-	-	
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco BCI	Chile	CLP	5,71%	5,71%	20.266.560	-	-	20.266.560	-	-	-	-	-	-	
Totales								188.027.376	91.409.711	279.437.204	-	-	-	-	-	-		

b) Bonos

Resumen de Bonos por moneda y vencimientos:

Entidad deudora			Entidad acreedora					31/12/2025											
RUT	Razón social	País de origen	Acreedor	País de origen	Contrato de Bono / N° de Registro	Tipo de moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Comentarios			No comentarios							
									Hasta 90 días	Más de 90 días hasta 1 año	Total Contantes	Más de 1 año hasta 2 años	Más de 2 años hasta 3 años	Más de 3 años hasta 4 años	Más de 4 años hasta 5 años	Más de 5 años	Total No contantes		
									M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
76.075.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N°165	UF	3,83%	3,60%	2.282.244	2.412.947	4.607.591	4.316.629	4.163.382	4.009.973	3.941.120	7.495.620	25.996.677		
76.075.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N°167	UF	3,83%	3,75%	671.950	11.345.902	12.017.951	11.217.893	10.758.619	10.595.749	10.300.280	18.768.027	91.620.631		
76.075.162-5	Sociedad Austral de Electricidad S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N°167	UF	3,80%	3,20%	1.261.284	1.889.443	3.101.727	2.512.568	2.312.632	2.212.568	10.363.273	85.197.904	99.630.638		
77.332.202-6	Sistema de Transmisión del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie J / N°172	UF	2,74%	2,80%	830.473	3.180.422	4.010.895	3.914.027	3.029.297	3.114.027	3.114.027	160.082.410	175.035.037		
76.075.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie G / N°463	UF	3,49%	3,20%	2.179.129	2.607.438	4.886.567	4.486.378	4.404.514	4.366.366	4.211.904	19.519.686	37.140.000		
76.075.162-5	Empresa Eléctrica de la Frontera S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	Emisión de Línea Serie N° / N°305	UF	3,49%	3,85%	2.131.294	2.277.082	4.436.176	3.080.363	2.757.383	3.030.383	3.030.383	10.958.093	103.875.185		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO Serie B/N°98	UF	4,04%	4,00%	4.743.907	4.759.640	9.505.548	6.936.474	5.827.666	58.434.181	56.305.508	54.216.683	181.180.149		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco Bice	Chile	BONO Serie N°167/162	UF	3,93%	3,90%	1.167.547	5.782.462	6.950.129	6.648.171	4.261.664	4.648.171	4.648.171	110.123.246	149.419.412		
76.022.072-8	Inversiones Eléctricas del Sur S.A.	Chile	Banco de Chile	Chile	BONO Serie UN°1495	UF	1,70%	1,60%	965.748	1.678.507	3.652.255	3.374.156	3.494.894	3.774.156	3.774.156	249.014.541	264.014.541		
77.322.645-4	Sociedad de Transmisión Austral S.A.	Chile	UNIB BANK NATIONAL ASSETUVE	Chile	BONO DTA	UF	4,00%	4,35%	8.906.899	10.385.900	20.136.945	14.512.028	12.008.224	14.511.228	14.511.228	150.234.249	425.876.000		

38. Moneda Extranjera

ACTIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	CLP	55.951.397	68.054.574
Efectivo y equivalentes al efectivo	USD	2.258.765	2.788.607
Otros activos no financieros corrientes	CLP	7.516.492	8.031.801
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	CLP	321.355.387	323.539.382
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	UF	605.628	907.974
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	27.946.957	5.773.984
Inventarios corrientes	CLP	56.467.301	60.486.443
Inventarios corrientes	USD	1.129.099	3.401.299
Activos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	13.673.432	4.102.851
Activos por impuestos corrientes, corrientes	USD	468.648	10.664.548
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		487.373.106	487.751.463
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	CLP	291.600	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	CLP	483.202.566	469.989.035
	USD	3.856.512	16.854.454
	UF	605.628	907.974
		487.664.706	487.751.463

ACTIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros activos financieros no corrientes	CLP	3.079.028	5.025.260
Otros activos no financieros no corrientes	CLP	391.415	120.474
Cuentas por cobrar no corrientes	CLP	160.800.592	251.560.936
Cuentas por cobrar no corrientes	UF	2.485.835	2.341.856
Activos intangibles distintos de la plusvalía	CLP	113.179.192	113.976.079
Plusvalía	CLP	232.665.490	232.785.633
Propiedades, planta y equipo	CLP	1.509.097.560	1.328.538.257
Propiedades, planta y equipo	USD	419.525.729	440.248.927
Activos por derecho de uso	CLP	17.671.347	1.733.390
Activos por derecho de uso	UF	1.737.714	1.036.242
Activos por impuestos diferidos	CLP	29.760.257	21.650.414
Activos por impuestos diferidos	USD	3.903.625	3.658.709
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		2.494.297.784	2.402.676.177
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	CLP	2.066.644.881	1.955.390.443
	USD	423.429.354	443.907.636
	UF	4.223.549	3.378.098
		2.494.297.784	2.402.676.177

TOTAL ACTIVOS	CLP	2.549.847.447	2.425.379.478
	USD	427.285.866	460.762.090
	UF	4.829.177	4.286.072
		2.981.962.490	2.890.427.640

PASIVOS CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros corrientes	CLP	321.855.793	274.427.001
Otros pasivos financieros corrientes	USD	5.985.717	6.575.163
Otros pasivos financieros corrientes	UF	27.160.449	25.029.801
Pasivos por arrendamientos corrientes	CLP	40.654	63.586
Pasivos por arrendamientos corrientes	USD	552.648	504.687
Pasivos por arrendamientos corrientes	UF	5.819.706	1.156.925
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	CLP	242.329.760	250.525.894
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	CLP	24.468.809	11.684.595
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	UF	346.863	324.338
Otras provisiones a corto plazo	CLP	6.526.321	7.414.919
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	CLP	9.014.946	2.133.076
Pasivos por impuestos corrientes, corrientes	USD	364.786	470
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	CLP	21.316.227	19.057.391
Otros pasivos no financieros corrientes	CLP	39.000.635	35.876.523
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		704.783.314	634.774.369
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	CLP	664.553.145	601.182.985
	USD	6.903.151	7.080.320
	UF	33.327.018	26.511.064
		704.783.314	634.774.369

PASIVOS NO CORRIENTES	Moneda de origen	31/12/2025	31/12/2024
		M\$	M\$
Otros pasivos financieros no corrientes	USD	350.239.523	384.160.570
Otros pasivos financieros no corrientes	UF	879.477.251	786.973.274
Pasivos por arrendamientos no corrientes	CLP	60.992	40.958
Pasivos por arrendamientos no corrientes	USD	1.064.677	1.222.316
Pasivos por arrendamientos no corrientes	UF	13.346.894	1.098.100
Cuentas por pagar no corrientes	CLP	21.038.688	121.889.018
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	UF	123.918.360	136.615.777
Otras provisiones a largo plazo	CLP	168.670	164.352
Pasivo por impuestos diferidos	CLP	80.456.727	71.552.378
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	CLP	26.561.520	22.458.450
Otros pasivos no financieros no corrientes	CLP	9.438.250	10.604.171
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		1.505.771.552	1.536.779.364
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	CLP	137.724.847	226.709.327
	USD	351.304.200	385.382.886
	UF	1.016.742.505	924.687.151
		1.505.771.552	1.536.779.364

TOTAL PASIVOS	CLP	802.277.992	827.892.312
	USD	358.207.351	392.463.206
	UF	1.050.069.523	951.198.215
		2.210.554.866	2.171.553.733

39. Sanciones

Mediante Oficio Reservado UI N°1.152 de fecha 12 de agosto de 2024 ("Requerimiento"), el fiscal emitió requerimiento de procedimiento simplificado en contra la filial STS, imputando la siguiente infracción:

La filial Sistema de Transmisión del Sur S.A., infringió su obligación de entrega de información continua, de acuerdo con lo dispuesto en la forma y plazos exigidos en la NCG N°30/1989, a saber, el no envío del archivo XBRL de los estados financieros correspondientes al trimestre de septiembre 2021, dentro del plazo previsto en la NCG N°30.

El 27 de agosto del 2024, la filial admitió por escrito su responsabilidad, se solicitó al consejo de la CMF la imposición de una sanción de "CENSURA".

Mediante Oficio Reservado UI N°1.493 de fecha 21 de octubre de 2024 (Informe final), el Fiscal remitió a este consejo el informe final del Procedimiento Simplificado, incluyendo el Requerimiento, el acto o documento en que consta la Admisión de Responsabilidad, los antecedentes recabados, su opinión fundada acerca de la configuración de la infracción imputada y la sanción que estime procedente aplicar.

Durante los períodos terminados al 31 de diciembre de 2025 y 2024, no se han aplicado otras sanciones a la Sociedad y sus filiales, por parte de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

40. Hechos Posteriores

En sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2026, el Directorio la Sociedad tomó conocimiento de la renuncia al Directorio de la Sociedad de la señora Ashley Munroe. Acto seguido, el Directorio procedió a designar en su reemplazo, hasta la celebración de la próxima junta ordinaria de accionistas, al señor Daniel Rossetti.

Con fecha 9 de febrero de 2026, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), mediante Resolución Exenta N° 37.613, comunicó el plazo, forma y condiciones para que sean abonadas o cargadas las diferencias producidas por la entrada en vigencia del Decreto Supremo N° 5T-2024, aplicables a partir de abril de 2026, conforme a lo indicado en el artículo 192° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicha resolución confirma la aplicación de interés corriente para todo el período, en línea con lo establecido en la Ley y con procesos de reliquidación anteriores, y modifica el criterio de reajuste por IPC para el período abril-diciembre de 2025 señalado en el Oficio Ordinario SEC N° 306.786, de fecha 24 de noviembre de 2025.

Entre el 1 de enero de 2026 y hasta la fecha de emisión de estos Estados Financieros Consolidados, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y/o los resultados presentados.

fin