



MEMORIA ANUAL
ENEL COLINA S.A. **2023**





Cada acción puede producir un gran cambio. Cada elección hecha por empresas, comunidades o individuos afecta inevitablemente al equilibrio entre ellos. Crecer de manera sostenible significa ser consciente de los efectos de cada acción. Esto es lo que expresa el diseño gráfico de la Memoria Anual de Enel Colina S.A.. La Compañía está representada simbólicamente por formas geométricas circulares que se integran entre sí para generar un sistema equilibrado y resaltar el impulso hacia el crecimiento a través de la distribución de energía en su zona de concesión.







ENEL ES OPEN POWER

POSICIONAMIENTO

OPEN POWER

VISIÓN

Open Power para resolver algunos de los mayores desafíos de nuestro mundo.

PROPÓSITO

**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

MISIÓN

- Abrimos el acceso a la energía a más personas.
- Abrimos el mundo de la energía a las nuevas tecnologías.
- Estamos abiertos a nuevos usos de la energía.
- Nos abrimos a nuevas formas de gestionar la energía para las personas.
- Estamos abiertos a nuevas asociaciones.

VALORES

- Confianza
- Proactividad
- Responsabilidad
- Innovación

COMPORTAMIENTOS

- Toma decisiones para el día a día y se responsabiliza de ellas.
- Comparte la información, se muestra colaborativo y está abierto a las aportaciones de otros.
- Cumple con los compromisos adquiridos, realizando las actividades con determinación y pasión.
- Ajusta rápidamente sus prioridades si el contexto cambia.
- Entregar resultados esforzándose por alcanzar la excelencia.
- Adopta y promueve comportamientos seguros y actúa de manera proactiva para mejorar la salud, la seguridad y el bienestar.
- Se compromete por la integración de todos, reconoce y valora las diferencias individuales (cultura, género, edad, discapacidad, personalidad, etc.).
- En su trabajo, se preocupa por garantizar la satisfacción de los clientes y/o colegas, actuando con eficacia y rapidez.
- Propone nuevas soluciones y no se rinde ante obstáculos o fracasos.
- Reconoce el mérito de los compañeros y da retroalimentación que mejora su contribución.

WE
EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.





VISIÓN DE LA REPORTABILIDAD

Enel Colina se ha inspirado en el enfoque *reporting* de presentación de informes Core&More, en línea con Enel SpA, el cual tiene a la Memoria Anual como documento central de la Compañía, preparada de acuerdo con la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (CMF).

Este documento comunica cómo la Compañía genera valor para sus accionistas y otras partes interesadas, y la manera en que integra la sostenibilidad en la gestión de sus negocios. Además, forman parte de esta reportabilidad los Estados Financieros Consolidados, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF/NIC.

La Memoria Anual está basada en la transparencia y responsabilidad de la información. Comunica cómo la

Compañía integra la gobernanza, la estrategia, la gestión de riesgos y las operaciones creando valor para todos los *stakeholders*. El objetivo es contar la historia, a través de un enfoque estratégico-sostenible y presentar los resultados y el modelo de negocio sostenible e integrado, que en los últimos años ha fomentado la creación de valor en el contexto del proceso de transición energética.

La Memoria Anual 2023 presenta los resultados del modelo de negocio sostenible, incluyendo la información cualitativa y cuantitativa, financiera y de sostenibilidad que se considere más relevante a partir de una evaluación de materialidad, que también tiene en cuenta las expectativas y necesidades de información de todas las partes interesadas. La Memoria Anual está dividida en las siguientes secciones principales:

Alcance de la información

La información financiera considerada en este documento abarca a Enel Colina S.A., los Estados Financieros en el período comprendido entre el 1 de enero del 2023 y el 31 de diciembre del 2023.



Gobernanza

Este apartado comunica los órganos de gobierno de la Compañía, su modelo organizativo y su implicación en las políticas de sostenibilidad.



Estrategia y gestión de riesgos

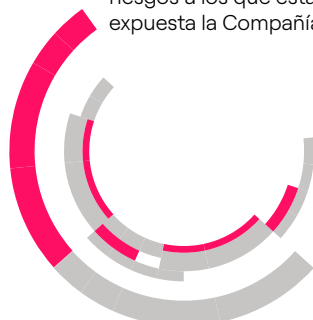
Teniendo como base el contexto macroeconómico y de la industria eléctrica, este capítulo entrega una visión de los principales objetivos estratégicos y los riesgos a los que está expuesta la Compañía.

Negocios y gestión 2023

Esta sección se centra en la descripción de los negocios de la Compañía y su desempeño financiero y no financiero durante el año, incluyendo el detalle de la gestión financiera y de sostenibilidad.

Otra información corporativa y Principales indicadores

Estas secciones presentan indicadores relativos a la NCG N°30 de la CMF.







INDICE

Enel es open power	4
Visión de la reportabilidad	6
Matriz de conectividad	10



1. ACERCA DE ENEL COLINA 13

Identificación de la Sociedad	14
Principales cifras	15
Documentos constitutivos y objeto social	16



3. ENTORNO SECTORIAL Y REGULACIÓN 27

Entorno y marco regulatorio	28
Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	29



2. GOBERNANZA 19

Propiedad y control	20
Identificación del controlador	21
Directorio	22
Equipo Ejecutivo	24




4. ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA ENTIDAD 33

Reseña histórica	34
Descripción del negocio	35
Principales activos	36

Guía de Navegación del documento

Para facilitar la consulta, el documento y los enlaces de hipervínculo están dotados de interacciones que permiten la navegación.

 Volver al menú general

 Imprimir

 Retroceder/Avanzar



5.

GESTIÓN DE RIESGO

39

Política de gestión de riesgos	40
Modelo de gobernanza de los riesgos	41
Principales riesgos identificados	45



7.

PRINCIPALES MÉTRICAS

63



6.

OTRA INFORMACIÓN CORPORATIVA

59

Información sobre hechos relevantes o esenciales	60
--------------------------------------------------	----



8.


ANEXOS

67



Estados Financieros	68
Análisis razonado	150
Declaración de responsabilidad	152



MATRIZ DE CONECTIVIDAD

Modelo de creación de valor de Enel Colina	Gobernanza	Acciones estratégicas
 Distribución y Redes	<ul style="list-style-type: none">- Accionistas de Enel Colina- Sistema de Gobierno Corporativo- Administración y Equipo Ejecutivo- Valores y pilares éticos	<p>Resiliencia, flexibilidad y generación de valor -Optimizar la asignación selectiva de capital, fortaleciendo la resiliencia y flexibilidad financiera.</p> <p>Eficiencia y Eficacia - Impulsar la excelencia, la eficiencia y la respuesta eficaz de los activos de la Compañía.</p> <p>3 Sostenibilidad financiera y ambiental -Perseguir la creación de valor y la solidez financiera al tiempo que se abordan los desafíos climáticos.</p>

Para representar la conectividad de la información, Enel Colina ha desarrollado una matriz que delinea las relaciones entre los objetivos estratégicos, los que también representan claramente la contribución de la Compañía a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas y, en particular, a los cuatro objetivos clave del Plan Estratégico (ODS 7, ODS 9, ODS 11 y ODS 13): la gobernanza, los riesgos y las oportunidades, el rendimiento y las perspectivas de cada línea de negocio.

ODS	Gestión de Riesgos	Desempeño
   	<p>Riesgos Estratégicos</p> <p>Gobernanza y cultura</p> <p>Financieros</p> <p>Tecnología digital</p> <p>Operacionales</p> <p>Cumplimiento</p>	<p>Negocio de Distribución</p> <p>Operaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> >Usuarios finales >Energía distribuida >Pérdidas de energía <p>Desempeño e Innovación</p> <ul style="list-style-type: none"> >Integración de la Sostenibilidad <p>Centralidad en las personas</p> <ul style="list-style-type: none"> >Equipo de Enel Colina





1. ACERCA DE ENEL COLINA



IDENTIFICACIÓN DE LA SOCIEDAD

Razón Social	Enel Colina S.A.
Domicilio	Santiago
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada, inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile
Rut	96.783.910-8
Dirección	Chacabuco N°31, Colina, Santiago, Chile.
Teléfono	(56-2) 25897308
Casilla	Avenida Santa Rosa N°76, piso 8, Santiago ¹ .
Inscripción Registro de Valores	N°603 fecha 20 de diciembre de 2021
Sitio web	www.enelcolina.cl
E-mail	eecolina@enel.com
Auditores externos	BDO Auditores & Consultores Ltda.

Enel Colina S.A., en adelante "la Sociedad", fue constituida por escritura pública el 28 de mayo de 2020 y su capital social es de MCh\$82.222 representado por 82.222.000 acciones. La Sociedad tiene como objeto social la prestación de servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean imprescindibles para la prestación del servicio público de distribución y aquellas que contribuyan al cumplimiento de dicho objeto, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.

El negocio de distribución eléctrica en el que opera la Sociedad se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Dicha zona de concesión es de 59,79 km². Sus activos totales ascienden a MCh\$25.476.523 al 31 de diciembre de 2023. En 2023 obtuvo una ganancia de MCh\$1.653.600.

(1) A partir del 1 de abril de 2024 la dirección de la Compañía se ha establecido en Roger de Flor N° 2725, Las Condes, Santiago, Chile.

PRINCIPALES CIFRAS

ACTIVOS Y PATRIMONIO



Ch\$ **25.476.523**
millones

Activo Total

+16,71%

Ch\$ 21.827.988 miles en 2022

Ch\$ **14.879.28**
millones

Patrimonio

+12,51%

Ch\$ 13.224.580 miles en 2022

RESULTADO



Ch\$ **2.796.947**
miles

Resultado de explotación

+367,38%

(Ch\$ 1.046.064) millones en 2022

OTROS ÍNDICADORES



82.222.000

Total acciones

0,97 veces

Utilidad por acción

CIFRAS DE LA OPERACIÓN



59,79 KM

Zona de Concesión



DOCUMENTOS CONSTITUTIVOS Y OBJETO SOCIAL

Documentos constitutivos

La Sociedad fue constituida por escritura pública otorgada en la Notaría Pública de Santiago de don Félix Jara Cadot, con fecha 26 de enero de 1996, bajo la razón social "Empresa Eléctrica de Colina S.A.". Un extracto de dicha escritura fue inscrito a fojas 6484 número 5341 del Registro de Comercio de Santiago correspondiente al año 1996 y publicado en el Diario Oficial con fecha 23 de marzo del mismo año. Posteriormente, por escritura pública de fecha 27 de junio de 2001, otorgada en la Notaría Pública de Santiago de don Patricio Zaldívar Mackenna, se modificaron los estatutos y se transformó la Sociedad a una de responsabilidad limitada, bajo la razón social de "Empresa Eléctrica de Colina Ltda."

Con fecha 28 de mayo de 2020, la Sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda., mediante escritura pública otorgada en la Notaría Pública de Santiago de don Osvaldo Pereira González, se transformó la Sociedad, a una sociedad anónima cerrada, bajo la razón social "Enel Colina S.A."

Objeto Social

Enel Colina S.A. tiene por objeto la prestación de servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean imprescindibles para la prestación del servicio público de

La transformación de la Sociedad a una sociedad anónima cerrada se realizó con el objetivo de dar cumplimiento al artículo 8 ter de la Ley N°21.194 denominada "Ley Corta de Distribución", la cual modificó la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicha norma dispone que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas, sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2 de la Ley N°18.046.

Para cumplir con esta obligación es que la sociedad, además de transformar su tipo social al de una Sociedad anónima cerrada, se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero ("CMF"), anteriormente Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N°603 de fecha 20 de diciembre 2021.

distribución y aquellas que contribuyan al cumplimiento de dicho objeto en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.







2. GOVERNANZA



PROPIEDAD Y CONTROL

Estructura de la propiedad

Al 31 de diciembre de 2023, Enel Colina posee dos accionistas con derecho a voto, que tienen un total de 82.222.000 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, en que cada título

representa un derecho a voto, no existiendo acciones privilegiadas por parte del Estado. Al cierre del ejercicio, la estructura de la propiedad de la Compañía fue la siguiente:

Rut	Nombre o razón social	Acciones	Participación %
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. Matriz	82.221.835,56	99,9%
76.536.353-5	Enel Chile S.A. Controladora de la Matriz	164,44	0,1%
	Total	82.222.000	100%

IDENTIFICACIÓN DEL CONTROLADOR

De acuerdo con lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, el controlador de la compañía es Enel Distribución Chile S.A., que posee al 31 de diciembre de 2023, el 99,09% de la participación accionaria de Enel Colina S.A.

Por su parte, al 31 de diciembre de 2023, Enel Distribución Chile S.A. tiene 4.513 accionistas que poseen 1.150.742.161 de acciones, siendo los mayores accionistas de Enel Distribución Chile S.A. los siguientes:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Enel Chile Sa	1.140.279.406,00	99,09%
Larrain Vial S.A Corredora De Bolsa	1.377.155,00	0,12%
Quest Acciones Chile Fondo De Inversión	566.515,00	0,05%
Inversiones Guallatiri Limitada	529.317,00	0,04%
Banchile Corredores De Bolsa S A	332.741,00	0,03%
Inversiones Tacora Limitada	301.562,00	0,02%
Nevasa S.A Corredores De Bolsa	209.739,00	0,02%
Credicorp Capital Corredores De Bolsa Spa	160.042,00	0,02%
Santander Corredores De Bolsa Limitada	159.848,00	0,01%
Bci C De B S A	141.010,00	0,01%
Suc. Briceno Diaz Gilda Del Carmen	122.899,00	0,01%
Valores Security S A C De B	93.876,00	0,01%
Otros	6.468.051,00	0,56%

Cambios de mayor importancia en la propiedad

Al cierre del ejercicio 2023, no existen cambios de mayor importancia que informar.

Propiedad en la Compañía de directores y ejecutivos principales

Según el registro de accionistas al 31 de diciembre de 2023 ninguno de los directores vigentes y ninguno de los ejecutivos principales presentaba propiedad, ni directa ni indirectamente, sobre la Compañía. Además,

en el período comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023, ninguno de los directores vigentes y ninguno de los ejecutivos principales realizó transacciones de acciones de Enel Colina S.A.



DIRECTORIO

Composición del Directorio

A continuación se detalla la composición del Directorio al cierre del ejercicio 2023.



PRESIDENTE

Mauricio Daza Espinoza ⁽¹⁾

Rut: 12.498.491-2

Profesión: Ingeniero Civil en Electricidad, Universidad Católica de Valparaíso

Fecha de ingreso: 27 de febrero de 2023

Fecha de la última elección: 27 de febrero de 2023

DIRECTOR

Pablo Jofré Utreras ⁽²⁾

Rut: 15.313.919-9

Profesión: Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Santiago de Chile

Fecha de ingreso: 27 de febrero de 2023

Fecha de la última elección: 27 de febrero de 2023

DIRECTOR

Francisco Evans Miranda

Rut: 13.067.381-3

Profesión: Ingeniero Civil Industrial, Universidad Católica de Chile

Fecha de ingreso: 1 de abril 2022

Fecha de la última elección: 1 de abril de 2022

(1) Con fecha 27 de febrero de 2023, nombrado como Director (Presidente) en reemplazo del Sr. Rodrigo Arévalo Cid.

(2) Con fecha 27 de febrero de 2023, nombrado Director en reemplazo del Sr. Carlos Morales Rojas.

Enel Colina S.A. es administrada por un Directorio compuesto por tres integrantes elegidos por la junta de accionistas. El Directorio durará un período de tres años, al término del cual deberá renovarse totalmente, pudiendo

sus miembros ser reelegidos en forma indefinida. Los directores podrán ser o no accionistas de la Sociedad. No se contempla la existencia de miembros suplentes del Directorio.

Directores que han ejercido el cargo en los últimos dos años

Adicionalmente a los directores señalados precedentemente, ejercieron el cargo las personas que se detallan a continuación:

Rodrigo Vargas Gómez ¹

DIRECTOR

Rut: 13.535.122-9

Profesión: Ingeniero Civil Industrial, Universidad de Santiago de Chile

Nacionalidad: chilena

Fecha de ingreso: 1 de febrero de 2021

Fecha de cesación en el cargo: 28 de febrero de 2022

Rodrigo Arévalo Cid

PRESIDENTE

Rut: 7.081.728-4

Profesión: Ingeniero Civil, Universidad Técnica Federico Santa María

Nacionalidad: chilena

Fecha de la última elección: 28 de mayo de 2020

Fecha de término: 27 de febrero de 2023

Carlos Morales Rojas

DIRECTOR

Rut: 13.020.441-4

Profesión: Psicólogo, Universidad del Mar

Nacionalidad: chilena

Fecha de la última elección: 28 de mayo de 2020

Fecha de término: 27 de febrero de 2023

Posterior al cierre del ejercicio 2023, y antes de la publicación de la presente Memoria no se han producido cambios en el Directorio.

Remuneraciones del Directorio

Los integrantes del Directorio no perciben remuneración.

(1) El Sr. Rodrigo Vargas Gómez presentó su renuncia al cargo con fecha 28 de febrero de 2022, asumiendo Francisco Evans Miranda a partir del 1 de abril de 2022.



EQUIPO EJECUTIVO

Principales ejecutivos

GERENTE GENERAL

Luis Roa Vargas

Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de Colombia

Rut: 23.663.548-1

Fecha de nombramiento: 1 de diciembre de 2023

Estructura organizacional



(1) Hasta el 27 de febrero 2023 el Presidente del Directorio era el Sr. Rodrigo Arévalo Cid

Enel Colina S.A. actualmente recibe los servicios de operación, mantenimiento y administración por parte de Enel Distribución Chile S.A.







3. ENTORNO SECTORIAL Y REGULACIÓN



ENTORNO Y MARCO REGULATORIO

Entorno

La actividad de distribución del Grupo Enel Chile es desarrollada por su subsidiaria Enel Distribución Chile y Enel Colina y el Grupo Enel Chile es el mayor operador de red en términos de energía distribuida, atendiendo a más de dos millones de clientes. Opera en un área de 2.105 kilómetros cuadrados, bajo una concesión indefinida otorgada por el Gobierno de Chile, distribuyendo electricidad en 33 comunas de la Región Metropolitana.

En el desarrollo y operación de infraestructuras que permitan la transición energética, el Grupo Enel Chile garantiza la confiabilidad en el suministro de energía y la calidad del servicio a las comunidades a través de redes resilientes y flexibles, aprovechando la eficiencia, la tecnología y la innovación digital, y asegurando retornos de inversión y generación de efectivo adecuados.

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos N°20.018, contenida en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N°327 de 1998.

La principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

Bajo la supervigilancia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN) y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, fijar las normas técnicas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar programas de obras indicativas de nuevas centrales de generación. Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un Panel de Expertos, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar la seguridad del servicio, ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destacan: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017. Hasta la interconexión, el SIC constituía el principal sistema del país, que se extendía longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. Por su parte, el SING cubría la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.



En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.

Los consumidores se clasifican, de acuerdo con el tamaño de su demanda, en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador, debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto de suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la Ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de cinco años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda la

autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de un estudio de costos para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD). La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

El 21 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.194 (Ley Corta) que rebaja la Rentabilidad de las Empresas Distribuidoras y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica.

Para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados "áreas típicas". Por cada área típica, la CNE encarga un estudio a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, incluyendo algunas restricciones que las empresas distribuidoras reales enfrentan. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización, calculada cada cuatro años por la CNE, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto.

Posteriormente, se estructuran las tarifas y se valida la tasa de rentabilidad económica después de impuesto, la cual no puede diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los Servicios Asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

Para mayor detalle sobre temas regulatorios revisar el cap. 8. Estados Financieros.

[Nota 4 "Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico".](#)







4. ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA ENTIDAD



RESEÑA HISTÓRICA

La compañía Empresa Eléctrica de Colina S.A nace como una empresa privada de explotación, producción, transporte, distribución y compraventa de energía y equipos eléctricos y la ejecución de instalación eléctrica producto de la división de la sociedad Sinel S.A. Ingeniería y Construcción, el 26 de enero de 1996.

El 27 de junio de 2001 la Sociedad fue transformada a Sociedad Limitada, en adelante Empresa Eléctrica de

Colina Limitada, según consta ante notario suplente don Patricio Zaldívar Mackenna de la Octava Notaría de Santiago.

El 28 de mayo de 2020 Empresa Eléctrica de Colina Limitada se transformó en Enel Colina S.A. en cumplimiento de la Ley Corta de Distribución.

DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO

El negocio desarrollado por Enel Colina S.A., corresponde al servicio de distribución y venta de energía eléctrica, al mayor número de consumidores en forma directa.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la Sociedad, se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía. Dicha zona de concesión es de 59,79 km².





PRINCIPALES ACTIVOS

Enel Colina S.A., distribuye energía eléctrica en la comuna de Colina, sector urbano de Colina, Esmeralda, Camino Termas, Peldehue, Reina Norte y Reina Sur. A diciembre de 2022, la empresa tiene un total de 30.227 clientes, los que demandaron un total de 118.489 MWh.

La zona de concesión de Enel Colina S. A. tiene un área de 59,79 km² y es abastecida en el nivel de 23 kV y 12kV, a través de siete puntos de inyección de energía y potencia.

El sistema de distribución primaria cuenta con 97,4 kilómetros de red de Media Tensión aérea, 9,2 kilómetros de red de Media Tensión subterránea, 207 kilómetros de red de distribución de Baja Tensión aérea, 38,8 kilómetros de red de distribución de Baja Tensión subterránea, tres

subestaciones 23/12 kV, desde las cuales se distribuye energía a las subestaciones de distribución, a través de alimentadores de Media Tensión en el nivel de 12 kV.

El sistema de distribución cuenta con re-conectores tele-comandados, seccionadores motorizados tele-comandados y desconectores fusibles que protegen las instalaciones y permiten efectuar maniobras de operación.

Desde el lado de 12 kV de las subestaciones, nacen las troncales de alimentadores y sus correspondientes ramificaciones, todos ellos construidos con capacidad de interconexión, sistemas de protección y algunos con sistema de compensación reactiva en la ruta.







5. GESTIÓN DE RIESGO





POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Para Enel Colina la gestión de riesgos es una de las principales herramientas para la definición de su estrategia de negocio y de la integración de la sostenibilidad a lo largo de toda la cadena de valor.

Al realizar sus actividades industriales y comerciales, Enel Colina está expuesta a riesgos que podrían afectar su desempeño y su posición financiera si no se monitorean, gestionan y mitigan de manera efectiva. Por

lo tanto, entender el contexto es crucial para identificar los factores, externos o internos, que pueden convertirse en potenciales riesgos.

En este sentido, Enel Colina ha adoptado un modelo de gobernanza de riesgos basado en una serie de "pilares", así como una taxonomía uniforme de riesgos (el "catálogo de riesgos") que facilita su gestión y representación orgánica.

Política Gestión de Garantías	Política Control de Riesgos de Commodities	Política Control de Riesgo de Crédito y Contrapartes	Política Control de Riesgo Financiero	Política de Cobertura	Política de Cambio Climático
Lineamientos y metodologías para la gestión de garantías de proveedores, que permitan mitigar el riesgo de contraparte, tanto en el perfil del proveedor como del garante.	Para el control de los riesgos de incumplimiento de la regulación de precios, volumen, tipo de cambio, crédito contraparte de <i>commodities</i> .	Para minimizar la probabilidad de que los resultados esperados se vean afectados por el incumplimiento o la reducción de la calidad crediticia de una contraparte.	Para minimizar la probabilidad de no lograr resultados estratégicos comerciales y financieros mediante el control de los riesgos de mercado financiero, contraparte financiera, liquidez y operacionales.	Para mitigar el riesgo de variaciones en los tipos de cambio, manteniendo un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales, si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda.	Marco común para garantizar la eficacia en la gestión de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático, integrándose con los principales procesos y toma de decisiones de la Compañía.

MODELO DE GOBERNANZA DE LOS RIESGOS

Los pilares de gobernanza

Enel Colina, como parte del Grupo Enel, ha adoptado un marco de referencia para la gobernanza de riesgos que se implementa mediante el establecimiento de controles específicos de gestión, seguimiento, control y presentación de informes para cada una de las categorías de riesgo identificadas.

El modelo de gobierno de riesgos del Grupo Enel está alineado con las mejores prácticas nacionales e internacionales de gestión de riesgos y se fundamenta en los siguientes pilares:





1

Líneas de defensa: el modelo se estructura a través de tres líneas de defensa para las actividades de gestión, seguimiento y control de riesgos, cumpliendo con el principio de segregación de funciones en las principales áreas respecto de los riesgos significativos.

2

Comité de Riesgos del Grupo Enel: este Comité, creado a nivel directivo y presidido por el Consejero Delegado del Grupo Enel, tiene a su cargo la orientación estratégica y la supervisión de la gestión de riesgos a través de: i) el análisis de las principales exposiciones y riesgos; ii) la adopción de políticas de riesgo, con el fin de identificar roles y responsabilidades en la gestión, seguimiento y control de riesgos, respetando el principio de separación organizativa de las áreas responsables de las operaciones con las áreas responsables de la supervisión y control de los riesgos; iii) la aprobación de límites operativos, autorizando, cuando sea necesario y apropiado, excepciones a estos límites debido a circunstancias o necesidades específicas; y iv) la definición de acciones para mitigar los riesgos.

El Comité de Riesgos del Grupo Enel se reúne con carácter general cuatro veces al año y también puede ser convocado, cuando se considere necesario, por el Consejero Delegado del Grupo Enel y responsable de la unidad de Control de Riesgos, ubicada dentro de la función de "Administración, Finanzas y Control".

3

Directorio: el Directorio es responsable de monitorear y controlar los principales riesgos relativos a la Compañía y sus subsidiarias, incluyendo cualquier riesgo que pueda afectar la sostenibilidad en una perspectiva de mediano o largo plazo, determinando el grado de compatibilidad de dichos riesgos con los objetivos estratégicos establecidos.

4

Risk Appetite Framework: constituye el marco de referencia para determinar el nivel tolerable de riesgo. Es un sistema integrado y formalizado de elementos que permiten la definición y aplicación de un enfoque único para la gestión, medición y control de cada riesgo. El *Risk Appetite Framework* se resume en la Declaración de Apetito de Riesgo, un documento que describe sinópticamente las estrategias de riesgo identificadas y los indicadores y/o límites aplicables a cada riesgo.

5

Políticas de riesgos: políticas y procedimientos organizativos definidos según procesos de aprobación específicos que involucran a las estructuras empresariales directamente involucradas, que especifican la asignación de responsabilidades, los mecanismos de coordinación y las principales actividades de control de riesgos.

6

Sistema de reporte: los flujos de información específicos y regulares sobre las exposiciones al riesgo y las métricas permiten a la alta dirección y a los órganos corporativos del Grupo tener una visión integrada de las principales exposiciones al riesgo a nivel global, por cada línea de negocio o área geográfica, tanto actuales como futuras.

Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos

El Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) de Enel Colina agrupa las normas y procedimientos que permiten identificar, medir, gestionar y supervisar los principales riesgos corporativos. Además, contribuye a garantizar el valor de los activos, la eficiencia y la eficacia de los procesos empresariales, la fiabilidad de la información financiera y el cumplimiento de las leyes y reglamentos, los estatutos y los procedimientos internos. Por lo tanto, el SCIGR desempeña un papel central en la Compañía, permitiendo la adopción de decisiones coherentes con el apetito de riesgo, así como la difusión de una correcta comprensión de los riesgos, las leyes y los valores

corporativos. El sistema también garantiza la trazabilidad de las actividades de identificación, evaluación, gestión y monitoreo de riesgos.

El SCIGR tiene en cuenta las recomendaciones del Código de Gobierno Corporativo y es coherente con el modelo Internal Controls - Integrated Framework, emitido por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (Informe COSO), que constituye el punto de referencia reconocido internacionalmente para el análisis y la evaluación integrada de la eficacia del SCIGR.

Modelo de las tres líneas de defensa

El SCIGR de Enel Distribución Chile se encuentra alineado con los estándares internacionales, siguiendo una metodología basada en el modelo de las tres líneas de defensa, que segrega las funciones:

- **Primera Línea de Defensa:** Unidades de Negocio / *Front Office* o áreas *Risk Owners* y Unidad de Control Interno de la Sociedad. Son los responsables de gestionar los riesgos y, por tanto, deben contar con mecanismos de control.
- **Segunda Línea de Defensa:** Control y Monitoreo de Riesgos "*Risk Control*" a cargo de la Unidad de Control de Riesgos Chile. Debe asegurar el cumplimiento de los límites, criterios y principios en los que se enmarcan las actuaciones relacionadas con el ámbito de riesgo.

- **Tercera Línea de Defensa:** Auditoría Chile provee aseguramiento sobre la efectividad de las medidas dispuestas en la estructura de gobierno corporativo, la gestión de riesgos y el control interno, incluyendo la manera en que la primera y segunda línea de defensa alcanzan sus objetivos de control y gestión de riesgos.

De acuerdo con lo anterior, cada una de estas tres líneas juega un papel dentro de la estructura de gobierno más amplia de la Compañía, con la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos.

Política de Control y Gestión de Riesgos

Enel Colina sigue las directrices de la Política de Control y Gestión de Riesgos de su matriz, Enel Distribución Chile S.A., la cual establece los principios básicos y el marco general de control y gestión de los riesgos que pudieran afectar a la consecución de los objetivos del negocio, asegurando que son identificados, analizados, evaluados, gestionados, comunicados y controlados de forma sistemática y dentro de los niveles de riesgo fijados. Esta Política, revisada y aprobada anualmente por el Directorio de Enel Distribución Chile S.A., representa el conjunto de decisiones que determinan el marco aceptable para los niveles de riesgo inherentes a los segmentos de negocios en que opera la Compañía.

Los objetivos de la Política son establecer un modelo que permita controlar y gestionar los riesgos, definiendo la misión y funciones de los órganos vinculados al mismo, y regular el modelo de control y de gestión de dichos riesgos. Esta Política alcanza y vincula a todos los trabajadores de la Compañía, con independencia de la naturaleza de las funciones del respectivo cargo. También incluye a las empresas en que ostenta directa o indirectamente el 100% de su capital social, en las que se aplica directamente como normativa propia de dicha organización.



Principales órganos y funciones del SCIGR

En la fase de tratamiento de los riesgos se consideran las acciones necesarias amparadas dentro de las políticas y procedimientos internos, así como la observación estricta de las normas internacionales (ISO) y las disposiciones gubernamentales que exigen la gestión de riesgos de forma evidenciada y sustentada, con el fin de garantizar las buenas prácticas de gobernanza y asegurar la continuidad del negocio.

El Directorio y el Equipo Ejecutivo representan los principales órganos internos atendidos por las líneas de defensa y son quienes están en mejor posición para garantizar que el modelo de riesgo se aplique a los procesos de control y gestión de la Compañía. El Directorio es el órgano responsable de monitorear y controlar los principales riesgos relativos a los negocios de la Compañía y sus subsidiarias, determinando el grado de compatibilidad de dichos riesgos con los objetivos establecidos en el de Negocios.

La gestión de Controles Internos tiene el objetivo de garantizar que las actividades del negocio en función de este tema permitan mitigar los riesgos relacionados

a la observación y aplicación estricta de todos los procedimientos y normas vigentes, de acuerdo con el modelo *Internal Controls – Integrated Framework* emitido por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión *Treadway* (Informe COSO).

El sistema de gestión de riesgos de la Sociedad está sujeto a pruebas periódicas y verificaciones de auditoría, teniendo en cuenta la evolución de las operaciones corporativas y la situación en cuestión, así como las mejores prácticas y directrices de regulaciones internas e internacionales.

En cumplimiento de los compromisos globales en términos de Sostenibilidad, el área de Control de Riesgos en conjunto con el área de Sostenibilidad, desarrollaron las bases metodológicas para definir el proceso de identificación de los riesgos que afectan el cumplimiento de los compromisos de la Compañía sobre este tema, involucrando de forma directa a todas las unidades responsables, creando conciencia de la relevancia de este tema para la Compañía y el mundo en general, obteniendo como resultado la matriz de riesgo de sostenibilidad.



PRINCIPALES RIESGOS IDENTIFICADOS

El Grupo Enel cuenta con un catálogo de riesgos que representa un punto de referencia para todas las áreas implicadas en los procesos de gestión y monitoreo de los riesgos. La adopción de un lenguaje común facilita el mapeo y la representación integral de los riesgos, permitiendo así la identificación de aquellos que impactan en los procesos y las funciones de las unidades organizativas implicadas en su gestión.

El catálogo de riesgos agrupa los tipos de riesgos en seis macro categorías, que incluyen, como se muestra a continuación, riesgos estratégicos, riesgos financieros y operativos, riesgos de cumplimiento, riesgos relacionados con la gobernanza y cultura, así como riesgos de tecnología digital. En diciembre de 2023, la Compañía actualizó su Catálogo de Riesgos, siguiendo el documento del Grupo Enel, reduciendo las subcategorías de 38 a 37.

Cada área responsable dentro de la Compañía, en conjunto con el área de Control de Riesgos Chile, efectúan el trabajo continuo de tratamiento con la finalidad de reducir los niveles de exposición a través de una gestión preventiva. Estas acciones buscan reducir la probabilidad e impacto de cada uno de los riesgos, y son presentadas de forma periódica al Directorio y la alta administración de la Compañía para la toma de decisiones.






Tal como se mencionó anteriormente, estos riesgos son monitoreados por el área de Control de Riesgos Chile a través de la Matriz de Riesgos que se presenta al Directorio, y que contiene riesgos estratégicos, financieros, de gobernanza y cultura, operacionales, de tecnología digital, y de cumplimiento.














A continuación, se describe la lista de riesgos individuales actualmente identificados y clasificados dentro de las seis macro categorías antes mencionadas:

Categoría	Riesgo	Definición
Estratégicos 	Cambio climático 	Riesgo de identificación, evaluación y seguimiento ineficaces de los riesgos del cambio climático –causados por fenómenos climáticos agudos y crónicos (riesgo físico) y los efectos de las tendencias regulatorias, tecnológicas y de mercado resultantes de la transición a una economía baja en carbono (riesgo de transición)– a través de iniciativas estratégicas y operativas para adaptar y mitigar los riesgos climáticos.
	Panorama competitivo 	Riesgo de identificación, evaluación y seguimiento ineficaces de las tendencias del mercado que pueden tener un impacto en el posicionamiento competitivo en los mercados, el crecimiento y la rentabilidad del Grupo Enel.
	Innovación 	Riesgo de desarrollo, ejecución y difusión ineficaces de soluciones innovadoras debido a una exploración tecnológica inadecuada o análisis incorrectos o incompletos de incertidumbre, complejidad, sostenibilidad, grado de viabilidad, expectativas del mercado, experiencia interna y apoyo financiero para proyectos innovadores.
	Desarrollo legislativo y regulatorio 	Riesgo de desarrollos legislativos y regulatorios adversos y/o identificación, evaluación, gestión y seguimiento ineficaces de los desarrollos legislativos y regulatorios en términos de comunicación de nuevas obligaciones de cumplimiento, actividades de promoción y análisis de brechas internas. Riesgo de falta de un proceso sistemático para evaluar las exposiciones regulatorias derivadas de nuevas iniciativas estratégicas y de negocio.
	Tendencias macroeconómicas y geopolíticas 	Riesgo de identificación, evaluación y seguimiento ineficaces de las tendencias económico-financieras, políticas y sociales globales, así como de la evolución de las políticas monetaria, fiscal y comercial.
	Planificación estratégica y asignación de capital 	Riesgo de procesos ineficaces de planificación estratégica y asignación de capital, causados por hipótesis de escenarios inconsistentes y la incapacidad de captar las tendencias emergentes o gestionar rápidamente cambios significativos, que pueden influir negativamente en el proceso de toma de decisiones.
Gobernanza y Cultura 	Cultura y ética corporativa 	Riesgos derivados de i) una inadecuada integración de los principios éticos definidos por el Grupo Enel. en los procesos y actividades de la empresa; ii) falta de adopción e implementación de políticas y procesos adecuados para garantizar el cumplimiento de los principios de diversidad e igualdad de oportunidades; iii) no sancionar conductas llevadas a cabo por empleados y directivos que entren en conflicto con los valores éticos del Grupo Enel.
	Gobierno Corporativo 	Riesgo de estructuras/reglas de gobierno corporativo ineficaces y/o falta de integridad y transparencia en los procesos de toma de decisiones.
	Compromiso de partes interesadas 	Riesgo de compromiso ineficaz de las partes interesadas clave con respecto al posicionamiento estratégico del Grupo Enel en materia de sostenibilidad y objetivos financieros, debido a la falta de comprensión, anticipación u orientación de sus expectativas, que pueden no integrarse adecuadamente dentro de los procesos de planificación estratégica de los negocios del Grupo Enel y la sostenibilidad con un impacto negativo. en su reputación y competitividad.

Categoría	Riesgo	Definición
Tecnología Digital 	Ciberseguridad 	Riesgo de ciberataques y robo de datos sensibles o masivos relacionados con la empresa y los clientes, atribuible a la falta de seguridad de las redes, sistemas operativos y bases de datos.
	Digitalización 	Riesgo de gestión ineficaz de los procesos de negocio y mayores costes operativos debido a la falta de digitalización en términos de cobertura del flujo de trabajo, integración de sistemas y adopción de nuevas tecnologías.
	Eficacia de las TI 	Riesgo de soporte ineficaz de los sistemas de TI para los procesos de negocio y las actividades operativas.
	Continuidad de servicio 	Riesgo de exposición de los sistemas IT/OT a interrupciones del servicio y pérdida de datos.
Financieros 	Adecuación de la estructura del capital y acceso a financiamiento 	Riesgo de que el ratio de endeudamiento o la combinación de deuda a largo y corto plazo de la Empresa y/o del Grupo Enel no sea adecuado para: i) apoyar la flexibilidad financiera, ii) permitir el acceso a diferentes fuentes de financiación y iii) alcanzar objetivos relacionados con el costo de la deuda.
	Commodity 	Riesgo de (i) tendencias adversas del mercado de productos básicos y/o volatilidad de los precios (riesgo de precios) y/o (ii) falta de demanda o disponibilidad de productos básicos, recursos naturales y materias primas o productos semiacabados (riesgo de volumen).
	Crédito y contraparte 	Riesgo de: (i) incapacidad de la contraparte para cumplir con sus obligaciones contractuales de pago o entrega, (ii) deterioro crediticio o incumplimiento de la contraparte, (iii) exposición significativa a una sola contraparte (concentración en una sola entidad) o (iv) a contrapartes que operan en el mismo sector o pertenecen a la misma zona geográfica (concentración sectorial/geográfica).
	Tipo de cambio 	Riesgo de variaciones adversas en los tipos de cambio, que afecten negativamente: (i) costos e ingresos denominados en moneda extranjera respecto del momento en que se definieron las condiciones de precios o se tomó la decisión de inversión (riesgo económico), (ii) revaluaciones o ajustes al valor razonable de activos y pasivos financieros sensibles a los tipos de cambio (riesgo de transacción), (iii) la consolidación de filiales con diferentes monedas contables (riesgo de conversión).
	Tasa de interés 	Riesgo de fluctuaciones adversas de las tasas de interés que afecten los cargos financieros netos y los ajustes del valor razonable de los activos y pasivos financieros sensibles a las tasas de interés.
	Liquidez 	Riesgo de no satisfacer las necesidades financieras de corto plazo dada la incapacidad o los mayores costos incurridos para (i) recaudar fondos de corto plazo (riesgo de liquidez de financiamiento) o (ii) liquidar activos en los mercados financieros (riesgo de liquidez de activos).



Categoría	Riesgo	Definición
Operacionales	Protección de activos 	Riesgo de incurrir en pérdidas económicas, financieras o reputacionales por acceso no autorizado, robo, apropiación indebida o mala gestión de equipos, plantas, información estratégica u otros activos tangibles o intangibles. Riesgo de incurrir en pérdidas económicas, financieras o de reputación como resultado de salvaguardas ineficaces (por ejemplo, seguros y actividades legales) sobre los activos financieros del Grupo Enel.
	Interrupción del negocio 	Riesgo de interrupción parcial o total de las actividades de la empresa como resultado de fallas técnicas, mal funcionamiento de bienes y sistemas, errores humanos, sabotajes, falta de disponibilidad de materias primas y/o productos semiacabados o eventos climáticos adversos.
	Necesidades y satisfacción de los clientes 	Riesgo de no alcanzar las expectativas y necesidades de los clientes en términos de calidad, accesibilidad, sostenibilidad e innovación de los productos y servicios del Grupo Enel.
	Medioambiente 	Riesgo de que operaciones de trabajo o maquinaria inadecuada puedan tener un impacto negativo en la calidad del medio ambiente y los ecosistemas involucrados. Riesgo de violación de leyes y regulaciones ambientales internacionales, nacionales o locales.
	Salud y seguridad 	Riesgo de que entornos de trabajo, estructuras, maquinaria y operaciones de la empresa inadecuados puedan tener un impacto negativo en las condiciones de seguridad y salud de los empleados y otras partes interesadas involucradas. Riesgo de violación de leyes y regulaciones internacionales, nacionales o locales de salud y seguridad.
	Propiedad intelectual 	Riesgo de violaciones o uso fraudulento de la propiedad intelectual del Grupo Enel.
	Personas y Organización 	Riesgo de inadecuación de las estructuras organizativas del Grupo Enel o falta de capacidades internas debido a la ausencia o insuficiencia de programas de formación, ineficacia de los sistemas de incentivos, insuficiencia del proceso de planificación de la rotación o incapacidad para definir procesos de contratación y políticas de retención de empleados eficaces.
	Eficiencia en los procesos 	Riesgo de incurrir en mayores costos operativos, demoras o menores ingresos debido a una gestión inadecuada de las actividades y procesos operativos, falta de calidad de los datos, monitoreo e informes del desempeño incompletos o ineficaces.
	Contratación, logística y cadena de suministro 	Riesgo de actividades ineficaces de adquisiciones o gestión de contratos, debido a insuficiencia en la definición de requisitos o en el proceso de calificación de proveedores, uso frecuente de asignación directa, deficiencias en las actividades de exploración, deficiente seguimiento del cumplimiento de deberes contractuales, falta de aplicación de sanciones.
	Gestión de la calidad del servicio 	Riesgo de incapacidad de terceros o proveedores de servicios internos para cumplir con los niveles de servicio acordados.

Categoría	Riesgo	Definición
Cumplimiento 	Cumplimiento de la normativa contable 	Riesgo de incumplimiento de las leyes y reglamentos contables o de aplicación y/o interpretación incorrecta de las normas contables internacionales adoptadas por el Grupo Enel (Enel GAAP) y las normas contables nacionales (Local GAAP).
	Cumplimiento de la normativa antimonopolio y de los derechos del consumidor 	Riesgo de violación de las leyes y regulaciones antimonopolio y de derechos del consumidor.
	Corrupción 	Riesgo de conductas intencionadamente incorrectas o corruptas llevadas a cabo por personas dentro o fuera del Grupo Enel con el fin de obtener una ventaja indebida o ilícita.
	Protección de datos 	Riesgo de violación de la legislación en materia de protección de datos y privacidad.
	Divulgación externa 	Riesgo de difusión de informes, documentos contables, comunicaciones u otros avisos que contengan información incorrecta, inexacta o incompleta.
	Cumplimiento de la normativa financiera 	Riesgo de violación de leyes y regulaciones nacionales e internacionales relacionadas con los mercados financieros.
	Cumplimiento de la normativa fiscal 	Riesgo de violación de leyes y regulaciones tributarias nacionales o internacionales.
	Cumplimiento de otras leyes y regulaciones 	Riesgo de violación de leyes y regulaciones internacionales, nacionales o locales en asuntos que aún no están incluidos en otros tipos de riesgo (por ejemplo, en relación con los mercados de electricidad, distribución, generación, adquisiciones, permisos, mercados de valores).

Gracias al modelo de negocio de la Compañía, los riesgos ambientales, sociales y de gobernanza son parte integrante de la gestión y matriz de riesgo. Dentro de las referencias utilizadas para identificarlos destacan: .

Para garantizar la integración de los factores de sostenibilidad se han establecido procesos estructurados en todo el Grupo Enel, los que involucran análisis del

contexto de sostenibilidad, identificación de prioridades e impactos para la Compañía y sus grupos de interés, planificación de la sostenibilidad, ejecución de acciones específicas para cumplir con los objetivos en esta materia, *reporting* y gestión de índices de sostenibilidad, además de la gestión de los principales indicadores nacionales e internacionales.



Enel Colina S.A., en línea con su matriz Enel Distribución Chile, se ha comprometido a hacer contribuciones específicas a seis de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS):



Riesgos estratégicos

Riesgos y oportunidades estratégicas asociadas al cambio climático

Dentro de los riesgos de sostenibilidad, los relacionados al cambio climático¹ cobran especial relevancia por sus impactos ambientales, sociales y económicos. De éstos se pueden distinguir dos tipos:

- **Riesgos físicos:** se dividen en agudos, asociados a fenómenos climáticos extremos, y crónicos, que reflejan cambios graduales pero estructurales en las condiciones climáticas. Los eventos climáticos extremos pueden causar interrupciones prolongadas en activos e infraestructuras, así como costos de restauración y molestias para los clientes. A largo plazo, los cambios climáticos pueden generar nuevos riesgos u oportunidades, como variaciones en la demanda eléctrica y la producción debido a cambios en la temperatura, y la afectación de la capacidad de producción por cambios en la precipitación o el viento. Adaptarse a estos cambios también puede generar oportunidades de innovación y desarrollo estratégico para un futuro sostenible.
- **Riesgos de transición:** el camino hacia un modelo más sostenible, caracterizado por la reducción progresiva de las emisiones de carbono puede implicar riesgos y oportunidades relacionados con cambios regulatorios y normativos, las tendencias del desarrollo tecnológico y

competitivo, la electrificación y la consiguiente dinámica del mercado con efecto a corto, mediano y largo plazo. De acuerdo con los escenarios climáticos y de transición utilizados por el Grupo Enel para definir los riesgos y las oportunidades, se desprende que los principales fenómenos vinculados a la transición comenzarán a ser visibles en función de la adopción de comportamientos por parte de los clientes, de las estrategias industriales de todos los sectores económicos y de las políticas reguladoras. De aquí a 2030, las tendencias de transición serán visibles en función de la evolución del contexto: el Grupo Enel ha optado por guiar y permitir la transición preparándose para aprovechar todas las oportunidades.

Para facilitar la correcta identificación y gestión de los riesgos y oportunidades relacionados con el cambio climático, en 2021 el Grupo Enel emitió la Política de "Climate Change Risks and Opportunities" (n. 1157), que define un marco global y armonizado para los distintos fenómenos (agudos, crónicos, transitorios) y permite tomar medidas, controles y gestión de riesgos relacionados con los procesos de negocio, con un enfoque compartido para integrar las cuestiones relacionadas con el cambio climático y la transición energética en los procesos y actividades del Grupo Enel., informando así de las decisiones industriales y estratégicas para mejorar la resiliencia del negocio y la creación de valor sostenible a largo plazo, en consonancia con la estrategia de adaptación y mitigación.

1. Según los estándares TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures), los riesgos relacionados con el clima se dividen en dos categorías principales: i) riesgos relacionados con la transición a una economía baja en emisiones, los que se relacionan con las regulaciones y normativas que pueden afectar el impacto del cambio climático y ii) Riesgos relacionados con los impactos físicos del cambio climático, los que pueden afectar la continuidad operacional, al medioambiente y a las personas y a la sociedad.

Riesgos de gobernanza y cultura

Riesgos de incurrir en sanciones judiciales o administrativas, pérdidas económicas o financieras y daños a la reputación como resultado de la incapacidad de cumplir con las expectativas de los grupos de interés, un ejercicio ineficaz de las funciones de supervisión y/o la ausencia de integridad y transparencia en los procesos de toma de decisiones y/o consecuencia de actitudes y conductas no autorizadas de los empleados y alta dirección, en violación de los valores éticos de la Compañía.

En relación con el manejo de los riesgos sociales es importante destacar que se originan por conductas ilícitas, incluidas la corrupción, actividades de lobby, entre

otras, por parte de personal propio o contratistas, o de prácticas anticompetitivas. Enel Colina cuenta con un Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos basado en las normas y procedimientos que permite mitigarlos.

Respecto de los riesgos de vulneración de derechos humanos, éstos son levantados a través de las debidas diligencias que se desarrollan anualmente en toda la cadena de valor de la Compañía y transversalmente en todas las funciones. Del proceso de debida diligencia se derivan planes de acción para abordar los ámbitos de vulnerabilidad o impactos que se detecten.

Riesgos de tecnología digital

Riesgos de ciberseguridad

La velocidad del desarrollo tecnológico genera siempre nuevos retos, observándose un constante aumento en la frecuencia e intensidad de los ciberataques, así como la tendencia a afectar a infraestructuras críticas y sectores industriales estratégicos, poniendo de manifiesto el riesgo potencial de que, en casos extremos, las operaciones comerciales normales puedan verse afectadas. Los ciberataques han evolucionado drásticamente en los últimos años: el número ha crecido exponencialmente, así como su grado de complejidad e impacto (robo de datos corporativos y de clientes), lo que hace cada vez más difícil identificar de manera oportuna la fuente o el origen de estas amenazas. Enel Colina opera en numerosos contextos (datos, industria y personas), circunstancia que debe sumarse a la complejidad intrínseca e interconexión de recursos que, además, a lo largo de los años se han ido integrando cada vez más en los procesos operativos diarios de la Compañía.

Para mitigar estos riesgos, Enel Colina, como parte del Grupo Enel ha adoptado un modelo de gobernanza holístico relacionado con la ciberseguridad, que se aplica a los sectores de TI (Tecnología de la Información), TO (Tecnología Operativa) e IoT (Internet de las Cosas). El marco se basa en el compromiso de la alta dirección, la dirección estratégica global y la participación de todas las áreas de negocio, así como de las unidades dedicadas al diseño e implementación de sistemas. También se esfuerza por utilizar y aprovechar las mejores tecnologías en el mercado, y al mismo tiempo actúa sobre el factor humano a través

de iniciativas destinadas a fortalecer la conciencia y el conocimiento de las personas sobre la ciberseguridad, constituyéndolas como la primera palanca de defensa corporativa. Así mismo, el marco aborda los requisitos reglamentarios relacionados con la ciberseguridad, como también la ejecución de pruebas en profundidad (en entornos TI, TO e IoT) destinadas a identificar y eliminar las vulnerabilidades identificadas.

Además, el Grupo Enel ha definido y adoptado una metodología de gestión de riesgos para la seguridad de TI fundamentada en enfoques "basados en el riesgo" y "ciberseguridad por diseño", haciendo así que el análisis de los riesgos corporativos sea el paso fundamental de todas las decisiones estratégicas, por un lado, e integrando los requisitos de seguridad a lo largo del ciclo de vida de las soluciones y servicios, por otro. Este modelo se aplica a todos los tipos de sistemas informáticos (TI/TO/IoT), en los cuales identifican, priorizan y cuantifican los riesgos cibernéticos de seguridad asociados al uso de dichos sistemas. Tiene el objetivo final de identificar y adoptar las acciones de seguridad más adecuadas para su minimización y mitigación.

El Grupo Enel también ha creado su propio Equipo de Preparación para Emergencias Cibernéticas (CERT) con el fin de responder y gestionar de forma proactiva cualquier incidente en el campo de la seguridad informática. Además, desde 2019, para mitigar la exposición no sólo con contramedidas técnicas, el Grupo Enel contrata seguros sobre los riesgos relacionados con la ciberseguridad.



Digitalización, la eficacia de las TI y la continuidad del servicio

Enel Colina ha estado llevando a cabo una transformación digital de la gestión de toda su cadena de valor, desarrollando nuevos modelos de negocio y digitalizando sus procesos, integrando sistemas y adoptando nuevas tecnologías. Una consecuencia de esta transformación digital es que la operación de Enel Colina está cada vez más expuesta a riesgos relacionados con el funcionamiento de los sistemas de TI implementados en toda la Compañía, con impactos en los procesos y actividades operativas, lo que podría llevar a la exposición de los sistemas de TI y OT a interrupciones del servicio o pérdida de datos.

La gestión de estos riesgos está garantizada por una serie de medidas internas desarrolladas con el fin de impulsar la transformación digital. En concreto, se ha puesto en

marcha un sistema de control interno que, mediante la introducción de puntos de control a lo largo de toda la Cadena de Valor de las Tecnologías de la Información, permite evitar la materialización de riesgos relacionados con aspectos como la creación de servicios que no se adhieren a las necesidades del negocio, la falta de adopción de medidas de seguridad adecuadas y las interrupciones del servicio. El sistema de control interno de la Compañía supervisa tanto las actividades realizadas internamente como las subcontratadas a terceros y proveedores de servicios externos. Además, la Compañía, está promoviendo la difusión de una cultura digital y de habilidades digitales para guiar con éxito la transformación digital y minimizar los riesgos asociados.

Riesgos financieros

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable. El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar su costo con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo Enel y de los objetivos de la estructura de la deuda, Enel Colina realiza operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad.

Riesgo de tipo de cambio

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de la Compañía contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en el tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a *swaps* de moneda y *forwards* de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de la Compañía.

Riesgo de crédito y contraparte

Las transacciones comerciales y financieras de Enel Colina la exponen a un riesgo de crédito, es decir, a la posibilidad de que un deterioro de la solvencia de las contrapartes o el incumplimiento de las obligaciones de pago contractuales puedan conducir a la interrupción de los flujos de efectivo entrantes y a un aumento de los costos de cobro (riesgo de liquidación), así como menores flujos de ingresos debido a la sustitución de las transacciones originales por transacciones similares negociadas en condiciones de mercado desfavorables (riesgo de sustitución).

El proceso de control basado en indicadores de riesgo específicos y, cuando sea posible, en límites garantiza que los impactos económicos y financieros asociados a un posible deterioro de la solvencia crediticia estén contenidos dentro de niveles sostenibles.

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial,

este riesgo es históricamente muy limitado, dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por impago o morosidad, de acuerdo con la regulación correspondiente. Para este fin la Compañía monitorea constantemente el riesgo de crédito y mide los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como se ha indicado, son muy limitados.

Además, Enel Colina realiza operaciones de venta y cesión de derechos de cuentas por cobrar, lo que da lugar a la baja total de los correspondientes activos. Por último, en lo que respecta a las transacciones financieras, la mitigación del riesgo se persigue mediante la diversificación de la cartera (dando preferencia a contrapartes con una alta calificación crediticia) y la adopción de marcos contractuales estandarizados específicos que contienen cláusulas de mitigación del riesgo (por ejemplo, acuerdos de compensación).

Riesgo de liquidez

Enel Colina mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas e inversiones financieras temporales por montos suficientes para soportar las necesidades

proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Riesgos de cumplimiento

Protección de datos personales

En la era de la digitalización y la globalización de los mercados, la estrategia comercial del Grupo Enel se ha centrado en acelerar el proceso de transformación hacia un modelo de negocio basado en plataformas digitales, a través de un enfoque sustentado en información y datos personales centrado en el cliente a lo largo de toda la cadena de valor.

Enel Colina presta servicios a sus clientes y emplea de manera directa a un importante número de personas, además de trabajar con contratistas. Por ende, el nuevo modelo de negocio del Grupo Enel requiere la gestión de un volumen cada vez mayor y creciente de datos personales para alcanzar los resultados económicos y de negocio previstos.

Esto expone a la Compañía a los riesgos relacionados con la protección de datos personales, los cuales pueden resultar en la pérdida de confidencialidad, integridad o disponibilidad de la información personal de los clientes,

empleados y otros (tales como proveedores y accionistas), con los peligros de incurrir en multas proporcionales al volumen del negocio global, la interrupción de ciertos procesos y las consiguientes pérdidas económicas o financieras, y finalmente, la exposición al daño reputacional.

Para gestionar y mitigar estos riesgos, Enel Colina, como parte del Grupo Enel en Chile, ha adoptado un modelo para la gobernanza de los datos, con el nombramiento de personal responsable de la privacidad en todos los niveles, incluida la designación de un Oficial de Protección de Datos (DPO, por sus siglas en inglés o *Data Protection Officer*), quien reporta y trabaja en forma coordinada con la oficina de DPO *holding*. También, se utiliza herramientas de cumplimiento digital para mapear aplicaciones y procesos, además de gestionar los riesgos que inciden en la protección de los datos personales, en cumplimiento con la normativa local específica en este ámbito.



El cumplimiento de las políticas, los controles de seguridad y protección de datos se aplican a todos los empleados y *stakeholders* de Enel Colina. La protección de datos personales forma parte del Código Ético, que contiene la conducta esperada de los trabajadores, terceros, socios

y grupos de interés, además de incluirse formalmente el respeto a la privacidad y la protección de datos en nuestra Política de Derechos Humanos, reafirmando la protección de los datos de las personas físicas o naturales como derecho fundamental

Riesgos relacionados con la regulación antimonopolio

Se refieren a incumplimientos en materia de libre competencia en los mercados donde el Grupo Enel Chile participa. La Compañía sigue las directrices del [Programa de Cumplimiento de la Normativa de Libre Competencia](#)² de Enel Chile S.A., matriz de Enel Distribución Chile S.A., de la cual Enel Colina S.A. es subsidiaria., el cual brinda lineamientos respecto a las formas correctas de prevenir

la ocurrencia de conductas peligrosas o lesivas para la libre competencia. Para tales efectos, a través del Manual de Libre Competencia, el programa entrega información y educación a los trabajadores de la Compañía, para que puedan detectar oportunamente las situaciones de peligro y, de ese modo, evitar que se materialicen.

Riesgos operacionales

Salud y seguridad

Los principales riesgos para la salud y la seguridad a los que están expuestos el personal y los contratistas están asociados a las operaciones en los sitios y activos. La violación de las leyes, reglamentos y procedimientos que rigen la salud y la seguridad, los entornos de trabajo, la gestión de las estructuras corporativas, los activos y los procesos, que podrían tener un impacto adverso en la salud de los empleados, los trabajadores o las partes interesadas, puede dar lugar al riesgo de incurrir en sanciones administrativas o judiciales y los impactos económicos, financieros y de reputación relacionados. Los principales riesgos operativos de seguridad y salud se evalúan para cada sitio o activo de la Empresa.

Estos riesgos se han identificado mediante un análisis de los principales acontecimientos ocurridos en los últimos años. En particular, en términos de probabilidad de ocurrencia, los incidentes mecánicos (caídas, colisiones, aplastamientos y cortes) son los más comunes, mientras que los más graves en términos de impacto potencial asociado son los incidentes eléctricos (lesiones posiblemente mortales). Además, en relación con la presencia en diferentes zonas, los empleados y contratistas podrían estar expuestos a riesgos sanitarios relacionados con posibles enfermedades infecciosas emergentes de carácter pandémico y potencialmente pandémico, que podrían tener un impacto en su salud y bienestar.

El Grupo Enel ha adoptado una Declaración de Compromiso con la Salud y la Seguridad, firmada por la alta dirección del Grupo. En la aplicación de esta política, cada línea de negocio cuenta con su propio sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo, de conformidad con la norma internacional ISO 45001 “Sistema de gestión de la salud y Seguridad en el Trabajo – Requisitos y Orientación para el Uso”, que se basa en la identificación de los peligros, la evaluación cualitativa y cuantitativa de los riesgos, la planificación y la aplicación de las medidas de prevención y protección, la verificación de la eficacia de las medidas de prevención y protección y las posibles medidas correctivas. El Grupo Enel ha definido un sistema estructurado de gestión de la salud, basado en medidas de prevención y protección, que también juega un papel en el desarrollo de una cultura corporativa orientada a promover la salud psicofísica y el bienestar organizacional de los trabajadores, así como ayudar para equilibrar la vida personal y profesional. Este sistema también tiene en cuenta el rigor empleado en la selección y gestión de contratistas y proveedores y la promoción de su participación en programas para la mejora continua del rendimiento en materia de seguridad.

1. En tal sentido, la Sociedad ha implementado: A) Manual de Libre Competencia. B) Guía de Riesgos y Conductas. C) Canal de Consultas en materia de libre competencia. D) Procedimiento de Auto-certificación de cada Gerencia. E) Programa de Capacitación en materia de Libre Competencia para los trabajadores de la compañía. F) Programa de Monitoreo en materia de cumplimiento del Procedimiento de Auto-certificación. G) Procedimiento de comportamiento en caso de Dawn Raids o Redadas. H) Control interno respecto a la figura de “interlocking”.

Medio ambiente

En los últimos años ha continuado el crecimiento de la sensibilidad de toda la comunidad a los riesgos relacionados con los modelos de desarrollo que impactan en la calidad del medio ambiente y los ecosistemas con la explotación de los escasos recursos naturales (incluyendo las materias primas y el agua). En algunos casos, los efectos sinérgicos entre estos impactos, como el calentamiento global y la creciente explotación y degradación de los recursos hídricos, han aumentado el riesgo de emergencias ambientales en las zonas más sensibles del planeta, con el riesgo de desencadenar la competencia entre los diferentes usos de los recursos hídricos, como los industriales, agrícolas y civiles.

En respuesta a estas necesidades, las autoridades han impuesto regulaciones ambientales cada vez más restrictivas, en relación con el desarrollo de nuevas iniciativas industriales y, en las industrias de mayor impacto, incentivando o exigiendo la eliminación de tecnologías que ya no se consideran sostenibles.

El compromiso internacional del Grupo Enel en la mitigación de los impactos sobre la biodiversidad también está creciendo. Ya presentes en Europa en el Pacto Verde, en 2022 fue autorizado por el Marco Global de Biodiversidad aprobado en la COP 15 en Montreal. En este contexto, las empresas de todos los sectores, y sobre todo los líderes de la industria, son cada vez más conscientes de que los riesgos medioambientales representan riesgos económicos. Como resultado, se les pide que aumenten su compromiso y responsabilidad para desarrollar y adoptar soluciones técnicas y modelos de desarrollo innovadores y sostenibles.

Enel Colina ha hecho de la prevención y minimización efectiva de los impactos y riesgos ambientales un elemento fundamental de cada proyecto a lo largo de todo su ciclo de vida. La adopción de sistemas de gestión ambiental certificados ISO 14001 en el Grupo Enel garantiza la implementación de políticas y procedimientos estructurados para identificar y gestionar los riesgos y oportunidades ambientales asociados con todas las actividades corporativas. Un plan de control estructurado combinado con acciones de mejora y objetivos inspirados en las mejores prácticas ambientales, con requisitos superiores a los del simple cumplimiento normativo ambiental, mitiga el riesgo de impactos ambientales, daños reputacionales y litigios. También contribuyen la multitud de acciones para alcanzar los desafiantes objetivos de mejora ambiental establecidos por Enel,

como los relacionados con las emisiones atmosféricas, la producción de residuos y el consumo de agua, especialmente en áreas con alto estrés hídrico e impactos en hábitats y especies.

Enel Colina adhiere a la Política Medioambiental de su matriz, Enel Distribución Chile S.A., la cual se enmarca en la Política Medioambiental del Grupo Enel vigente desde 1996, actualizada en el año 2018, y que está basada en cuatro principios básicos:

- Proteger el medio ambiente mediante la prevención de los impactos.
- Mejorar y promover la sostenibilidad medioambiental de los productos y los servicios.
- Crear valor compartido para la empresa y grupos de interés.
- Adoptar y cumplir los compromisos voluntarios, promoviendo prácticas ambiciosas de gestión medioambiental.

Finalmente, se están tomando acciones efectivas para que los ecosistemas protejan, restablezcan y conserven la biodiversidad en especies y hábitats naturales, respetando la jerarquía de mitigación (evitar, minimizar, restaurar y compensar), así como realizando un apropiado monitoreo terrestre, marino y fluvial para verificar la efectividad de las medidas adoptadas.

El Grupo Enel participa activamente en el compromiso internacional con las partes interesadas y redes influyentes (por ejemplo, *Business for Nature*, *Taskforce on Nature-related Financial Disclosures*, *World Business Council for Sustainable Development* y *Science Based Targets for Nature*) en temas relacionados con la naturaleza y la biodiversidad.



Contratación, logística y cadena de suministro

Los procesos de compra y los documentos de gobernanza asociados conforman un sistema estructurado de normas y puntos de control que permiten combinar la consecución de los objetivos económicos del negocio con el pleno cumplimiento de los principios fundamentales establecidos en el Código Ético, el *Enel Global Compliance Program*, el Plan de Tolerancia Cero a la Corrupción y la Política de Derechos Humanos, sin renunciar a la promoción de iniciativas de desarrollo económico sostenible.

Estos principios fueron incorporados en los procesos y controles organizativos de Enel Colina, adoptados con el fin de establecer relaciones de confianza con todos sus grupos de interés, así como definir relaciones estables y constructivas que no se basan exclusivamente en la competitividad financiera, sino que se basan también en las mejores prácticas en áreas esenciales para el Grupo Enel, tales como la prevención del trabajo infantil, la salud y la seguridad en el trabajo, y la responsabilidad medioambiental.

Los procesos de adquisición de Enel Colina contribuyen a una cadena de suministro resiliente y sostenible, pensando desde una perspectiva de economía circular y fomentando la innovación, compartiendo los valores y objetivos del Grupo Enel con los proveedores, quienes así se convierten en facilitadores del logro de los objetivos de Enel Colina. Esta cadena de suministro gestiona e integra la sostenibilidad con sus proveedores en tres etapas, que comprenden la selección de proveedores, los procesos de licitación y contratación, y la gestión de contratos, contando para ello con sistema único global de calificación de proveedores, incluso antes de que comience el proceso de adquisiciones, el cual verifica que los proveedores potenciales que pretenden participar en los procedimientos de adquisiciones estén alineados con la visión estratégica y las expectativas de la Compañía en todos los aspectos.

Personas y organización

El Grupo Enel ha situado la sostenibilidad en el centro de su estrategia como corazón de su modelo de negocio para contribuir a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas. El Grupo ha incorporado la sostenibilidad en diferentes contextos geográficos, económicos y sociales con el objetivo de guiar la Transición Justa, esencial para el futuro del planeta, aumentando la electrificación del consumo.

Las profundas transformaciones sociales, económicas y culturales del mundo actual, desde la transición energética hasta los procesos de digitalización e innovación tecnológica, también tienen un profundo efecto en el mundo del trabajo, renovando sus paradigmas e imponiendo grandes cambios organizativos, que requieren nuevas habilidades y competencias profesionales.

Para hacer frente al cambio, es esencial actuar de forma inclusiva, colocando a la Persona en el centro de su dimensión social y laboral, con las herramientas adecuadas para hacer frente a esta transformación trascendental.

Las organizaciones deben avanzar cada vez más hacia nuevos modelos de trabajo y de negocios ágiles, flexibles y sostenibles a lo largo de toda la cadena de valor. También es fundamental adoptar políticas que potencien la diversidad y los talentos de cada persona, entendiendo que la contribución del individuo representa un elemento esencial para la creación de valor generalizado y compartido.

La centralidad de las personas y la gestión del capital humano adquieren un papel clave en la transición energética, actuando como factor habilitante y representando las prioridades a las que se vinculan objetivos específicos. Los principales son: el desarrollo de habilidades y competencias digitales; el fomento del *reskilling* y *upskilling* de nuestras personas (continuo, personalizado, flexible, accesible y transversal) con el fin de garantizar una empleabilidad a largo plazo; el intercambio de mejores prácticas de la industria y capacitación dirigida también a quienes trabajan con nuestra gente, tanto proveedores como contratistas; la adecuada implicación generalizada del objeto social, que asegure la consecución de resultados garantizando al mismo tiempo una mayor satisfacción de las personas entendida como motivación y bienestar; el desarrollo de sistemas de evaluación del clima organizacional y desempeño laboral; la difusión de políticas de diversidad e inclusión en todos los países en los que opera el Grupo Enel, así como inculcar una cultura organizativa inclusiva basada en los principios de no discriminación e igualdad de oportunidades, factores clave para la atracción y retención del talento.

El Grupo Enel está implicado en la mejora de la resiliencia y la flexibilidad de los modelos organizativos a través de la simplificación y la digitalización de los procesos con el fin de permitir la eficacia y la autonomía de las personas y los equipos, al fortalecer los procesos de empoderamiento de las personas y al fomentar un enfoque emprendedor

a través de un modelo de liderazgo gentil que valora los talentos, actitudes y las aspiraciones de las personas. El método de trabajo híbrido, que combina la presencialidad y el trabajo remoto en proporciones flexibles que considera las necesidades de todos, así como el uso de modelos innovadores y flexibles, son herramientas que buscan apoyar esta evolución de la cultura organizacional sobre la base de la confianza y la responsabilidad en lugar de jerarquía y control.

En línea con esta estrategia, el diálogo social también está evolucionando hacia un modelo que refuerza cada

vez más la centralidad de la persona. Por ejemplo, el Grupo Enel y los sindicatos han firmado una "Carta de la Persona", un protocolo innovador centrado en el bienestar, la implicación, la motivación y la participación del individuo, cuyos principios también han sido acogidos y aplicados en los demás países del mundo en los que opera el Grupo Enel. Asimismo, en Chile, se firmaron los estatutos de las personas. El compromiso también apunta a crear figuras dentro de la Organización que, como "embajadores", promuevan la adopción de modelos compartidos y conductas enfocadas en la sostenibilidad de las relaciones.







6. OTRA INFORMACIÓN CORPORATIVA



INFORMACIÓN SOBRE HECHOS RELEVANTES O ESENCIALES



Información sobre hechos relevantes o esenciales

No se han publicado hechos relevantes o esenciales en 2023.

Utilidad Distribuible

La Sociedad, al 31 de diciembre de 2023 no presenta distribución de utilidades.

Política de Dividendos

No existe Política de Dividendos.

Política de Inversión y Financiamiento

No existe Política de inversión y financiamiento.

Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas y del Comité de Directores

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023, Enel Colina S.A. 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. Además se señala que la Compañía, al cierre del ejercicio 2023, no posee Comité de Directores.







7. PRINCIPALES MÉTRICAS



PRINCIPALES CIFRAS

Al 31 de diciembre	2023	2022	Variación
Ingresos de explotación (en miles de pesos)	16.376.590	15.285.957	7,13%
Resultado de explotación (en miles de pesos)	2.796.947	(1.046.064)	(367,38%)
Utilidad del ejercicio (en miles de pesos)	1.653.600	(328.343)	(603,62%)
Activos totales (en miles de pesos)	25.476.523	21.827.988	16,71%
Patrimonio (en miles de pesos)	14.879.287	13.224.580	12,51%
Número de acciones (en miles de pesos)	82.222.000,00	82.222.000,00	0,00%
Utilidad por acción (pesos)	0,01	0,01	0,00%

Diversidad en el Directorio

Número de personas por género

	Enel Colina S.A.
Femenino	0
Masculino	3
Total general	3

Número de personas por nacionalidad

	Enel Colina S.A.
Chilena	3
Extranjera	0
Total general	3

Número de personas por rango de edad

	Enel Colina S.A.
Entre 30 y 40 años	0
Entre 41 y 50 años	2
Entre 51 y 60 años	1
Total general	3

Número de personas por antigüedad

	Enel Colina S.A.
Menos de 3 años	3
Más de 3 años	0
Total general	3

Diversidad en el resto de la organización de Enel Colina

Número de personas por género

	Enel Colina S.A.
Femenino	2
Masculino	5
Total general	7

Número de personas por nacionalidad

	Enel Colina S.A.
Chilena	4
Extranjera	3
Total general	7

Número de personas por rango de edad

	Enel Colina S.A.
Entre 30 y 40 años	4
Entre 41 y 50 años	3
Entre 51 y 60 años	0
Entre 61 y 70 años	0
Total general	7

Número de personas por antigüedad

	Enel Colina S.A.
Menor a 3 años	1
Entre 3 y 6 años	1
Mayor a 6 y menor a 9 años	2
Entre 9 y 12 años	2
Mayor a 12 años	1

Brecha salarial

Salario medio fijo de las mujeres respecto a los hombres atendiendo a su categoría profesional

	Enel Colina S.A.
Profesionales	102,0%
Administrativos	0%
Media	101,4%





8. ANEXOS



ESTADOS FINANCIEROS



Gerencia Administración Chile
Area Contabilidad Distribuidoras

ESTADOS FINANCIEROS

correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de Diciembre 2023

Enel Colina S.A.

Miles de Pesos Chilenos-M\$

El presente documento consta de :

- Estados Financieros
- Notas a los Estados Financieros
- Informe de los Auditores Independientes

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

A los Señores Accionistas y Directores de
Enel Colina S.A.

Informe sobre la auditoría de los estados financieros consolidados

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Enel Colina S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección “Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros” del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros se nos requiere ser independientes de Enel Colina S.A. y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantenimiento de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Al preparar los estados financieros, la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Enel Colina S.A. para continuar como una empresa en marcha por al menos los doce meses siguientes a partir del final del período sobre el cuál se informa, sin limitarse a dicho período.



Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando ésta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa sí, individualmente, o en su sumatoria, éstas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.
- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros.
- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de Enel Colina S.A. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.
- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros.
- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Enel Colina S.A. para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

Este documento ha sido firmado electrónicamente por Luis Vila Rojas RUT: 13.036.675-9. El certificado digital puede encontrarse en la versión electrónica del documento y la información sobre la firma y su validación se encuentran también al final de este.



Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.

BDO Auditores & Consultores Ltda.



Luis Vila Rojas

Santiago, 27 de febrero de 2024.

Este documento ha sido firmado electrónicamente por Luis Vila Rojas RUT: 13.036.675-9. El certificado digital puede encontrarse en la versión electrónica del documento y la información sobre la firma y su validación se encuentran también al final de este.



ENEL COLINA S.A.

Estados de Situación Financiera, Clasificado
al 31 de diciembre de 2023 y 2022
(En miles de pesos Chilenos-M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación		12.215.873	9.561.449
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.166	1.842
Otros activos no financieros, corrientes	6	17.376	299.464
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	10.782.370	7.854.331
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8	753.952	718.009
Inventarios	10	470.664	497.458
Activos por impuestos corrientes	11	190.345	190.345
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		12.215.873	9.561.449
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	83.260	83.260
Otros activos no financieros no corrientes	6	-	15.006
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	787.133	3.911
Propiedades planta y equipo, (neto)	14	11.401.190	10.842.320
Activos por impuestos diferidos	15	989.067	1.322.042
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		13.260.650	12.266.539
TOTAL ACTIVOS		25.476.523	21.827.988

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



Enel Colina S.A.

**Estados de Situación Financiera, Clasificado
al 31 de diciembre de 2023 y 2022
(En miles de pesos Chilenos -M\$)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	18	2.735.662	1.710.445
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	7.563.578	6.639.513
Otras provisiones corrientes	19	180.851	180.851
Otros pasivos no financieros corrientes	12	90.014	2.612
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		10.570.105	8.533.421
PASIVOS NO CORRIENTES			
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20	27.131	69.987
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		27.131	69.987
TOTAL PASIVOS		10.597.236	8.603.408
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	82.222	82.222
Ganancias acumuladas		14.691.410	13.036.703
Otras reservas	21	105.655	105.655
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		14.879.287	13.224.580
TOTAL PATRIMONIO		14.879.287	13.224.580
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		25.476.523	21.827.988

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



Enel Colina S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza.
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022.
(En miles de pesos Chilenos -M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre	
		2023 M\$	2022 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	22	16.258.400	15.285.041
Otros ingresos, por naturaleza	22	118.190	916
Total de Ingresos		16.376.590	15.285.957
Materias primas y consumibles utilizados	23	(13.108.229)	(13.336.159)
Margen de Contribución		3.268.361	1.949.798
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14	34.394	55.239
Gastos por beneficios a los empleados	24	(604.888)	(307.558)
Gasto por depreciación y amortización	25	(418.538)	(393.828)
Ganancia por deterioro y reversos de pérdida por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF9 sobre activos financieros	25	1.420.445	(1.590.112)
Otros gastos, por naturaleza	26	(902.827)	(759.603)
Resultado de Explotación		2.796.947	(1.046.064)
Ingresos financieros	27	423.321	298.557
Costos financieros	27	(1.245.715)	(369.169)
Resultado por unidades de reajuste	27	11.613	51.759
Ganancia antes de Impuesto		1.986.166	(1.064.917)
Gasto por impuestos a las ganancias	28	(332.566)	736.574
Ganancia procedente de operaciones continuadas		1.653.600	(328.343)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA		1.653.600	(328.343)
Ganancia Atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		1.653.600	(328.343)
GANANCIA		1.653.600	(328.343)
Ganancias por acción			
Ganancia por acción	\$/acción	3.307,20	(656,69)
Número de acciones ordinarias	Miles	500	500

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

Enel Colina S.A.

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

(En miles de pesos Chilenos -M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2023 M\$	2022 M\$
Ganancia (pérdida)		1.653.600	(328.343)
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		1.516	(6.122)
Total otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		1.516	(6.122)
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(409)	1.653
Impuesto a las ganancias relativas a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(409)	1.653
Total otro resultado integral		1.107	(4.469)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.654.707	(332.812)
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		1.654.707	(332.812)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.654.707	(332.812)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



ENEL COLINA S.A.

Estado de cambios en el Patrimonio.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2023 y 2022.

(En miles de pesos chilenos –M\$)

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Reserva por ganancias acumuladas
Saldo Inicial al 01-01-2023	82.222	
Cambios en patrimonio		
Resultado Integral		
Ganancia (pérdida)	-	
Otro resultado integral	-	
Resultado integral	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	
Total de cambios en patrimonio	-	
Saldo del ejercicio al 31-12-2023	82.222	

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Reserva por ganancias acumuladas
Saldo Inicial al 01-01-2022	82.222	
Cambios en patrimonio		
Resultado Integral		
Ganancia (pérdida)	-	
Otro resultado integral	-	
Resultado integral	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	
Total de cambios en patrimonio	-	
Saldo del ejercicio al 31-12-2022	82.222	



Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total			
-	105.655	105.655	13.036.703	13.224.580	13.224.580
-	-	-	1.653.600	1.653.600	1.653.600
1.107	-	1.107	-	1.107	1.107
1.107	-	1.107	1.653.600	1.654.707	1.654.707
(1.107)	-	(1.107)	1.107	-	-
-	-	-	1.654.707	1.654.707	1.654.707
-	105.655	105.655	14.691.410	14.879.287	14.879.287

Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total			
-	105.655	105.655	13.369.515	13.557.392	13.557.392
-	-	-	(328.343)	(328.343)	(328.343)
(4.469)	-	(4.469)	-	(4.469)	(4.469)
(4.469)	-	(4.469)	(328.343)	(332.812)	(332.812)
4.469	-	4.469	(4.469)	-	-
-	-	-	(332.812)	(332.812)	(332.812)
-	105.655	105.655	13.036.703	13.224.580	13.224.580



Enel Colina S.A.

Estados de Flujos de Efectivos, Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

(En miles de pesos Chilenos -M\$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre	
		2023 M\$	2022 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		16.776.162	14.123.158
Clases de pagos en efectivo productos de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(14.307.063)	(19.126.483)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(595.714)	(299.994)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(423)	(378)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		(80.135)	(314.952)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		161.698	16.437
Otras entradas (salidas) de efectivo		3.599	(88.628)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.958.124	(5.690.840)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos y fondos transferidos a entidades relacionadas		-	(485.389)
Compras de propiedades, planta y equipo		(896.601)	(785.464)
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas		-	1.589.370
Intereses recibidos		-	1.953
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(896.601)	320.470
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		13.345.016	17.224.495
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(13.712.517)	(11.546.417)
Intereses pagados		(694.698)	(308.581)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.062.199)	5.369.497
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(676)	(873)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(676)	(873)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		1.842	2.715
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	1.166	1.842

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 no existen transacciones no monetarias de inversión o financiamiento que no han requerido el uso de efectivo o equivalentes al efectivo.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

ENEL COLINA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

<u>Índice</u>	<u>Páginas</u>
1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS.....	9
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.	10
2.1 Bases de preparación	10
2.2 Nuevos pronunciamientos contables	10
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	15
3. POLITICAS CONTABLES APLICADAS.	16
a.) Propiedades, planta y equipo	16
b.) Activos intangibles distintos de la plusvalía	17
b.1) Costos de investigación y desarrollo.....	17
b.2) Otros activos intangibles	17
c.) Deterioro del valor de los activos no financieros.....	18
d.) Instrumentos financieros	19
d.3) Deterioro de valor de los activos financieros	21
d.4) Pasivos financieros excepto derivados	22
d.5) Baja de activos y pasivos financieros.....	22
d.6) Compensación de activos y pasivos financieros.....	23
e.) Medición del valor razonable	23
f.) Inventarios	24
g.) Provisiones.....	24
g.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares.....	24
h.) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	25
i.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	25
j.) Impuesto a las ganancias	25
k.) Reconocimiento de ingresos y gastos	26
l.) Ganancia (pérdida) por acción	27
m.) Estado de flujos de efectivo	28
n.) Criterios de segmentación	28
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	29
a) Marco Regulatorio	29
b) Temas Regulatorios.....	31
c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro.....	38
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	47
6. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, CORRIENTE Y NO CORRIENTE.....	48
7. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	48
8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.	49
8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	49
a.) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	49
b.) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	50
c.) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado.....	50
9. DIRECTORIO Y PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA.	51
9.1. Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones	51
9.2 Garantías constituidas por la Sociedad a favor del Directorio.	51
9.3 Retribución del personal clave de la gerencia	51
10. INVENTARIOS.	52
11. ACTIVO Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.....	52
12. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.....	52
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	52
14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	53

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



15. IMPUESTOS DIFERIDOS	55
16. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	56
17. INSTRUMENTOS FINANCIEROS	58
18. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES	59
19. PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES	59
20. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO	59
20.1 Aspectos Generales:	59
20.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	60
20.3 Otras revelaciones:	60
21. PATRIMONIO	61
21.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	61
21.1.1 Capital suscrito y pagado	61
21.1.2 Gestión del capital	61
21.1.3 Otras Reservas	61
22. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	62
23. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	62
24. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	63
25. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO	63
26. OTROS GASTOS POR NATURALEZA	63
27. RESULTADO FINANCIERO	64
28. IMPUESTO A LAS GANANCIAS	64
29. INFORMACIÓN POR SEGMENTO	65
30. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS	65
30.1 Litigios y arbitrajes	65
31. DOTACIÓN	66
32. SANCIONES	66
33. MEDIO AMBIENTE	66
34. HECHOS POSTERIORES	66
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN ENEL COLINA S.A.	67
ANEXO N°2 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012	67
a) Estratificación de la cartera	67
b) Resumen de estratificación de la cartera	67
c) Provisiones	67
c.1) Número y monto de operaciones	67
ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	68
ANEXO N°4 DEUDORES COMERCIALES	68
ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES	69
ANEXO N°6 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE	69

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



ENEL COLINA S.A.
ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023
(En miles de pesos chilenos-M\$)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS.

Enel Colina S.A. (en adelante, la Sociedad), es una Sociedad anónima cerrada y tiene su domicilio social y oficinas principales en Chacabuco, número 31, Colina, Santiago de Chile.

Enel Colina S.A., es filial de Enel Distribución Chile S.A., la cual es filial de Enel Chile, entidad que es controlada por Enel S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida, inicialmente bajo la razón social de Empresa Eléctrica de Colina S.A., en 1996. Posteriormente se modificaron los estatutos, y la existencia de la compañía con el nombre, Empresa Eléctrica de Colina Ltda., 21 de junio de 2001.

Con fecha 28 de mayo de 2020, la Sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. por medio de escritura pública otorgada en la Notaría Pública de Santiago de don Osvaldo Pereira González, se transformó de una sociedad de responsabilidad limitada a una sociedad anónima cerrada, bajo la razón social de "Enel Colina S.A.". El extracto de dicha escritura pública se inscribió en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 33628, N° 16520, del año 2020, y se publicó en el Diario Oficial de fecha 6 de junio del mismo año. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile ("CMF"), anteriormente Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 603 fecha 20 de diciembre de 2021.

La dotación de la Sociedad alcanzó a los siete (7) trabajadores al 31 de diciembre de 2023. En promedio la dotación que la Sociedad tuvo durante el ejercicio fue de siete (7) trabajadores. (ver Nota N°31).

La sociedad tendrá por objeto la prestación de servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean imprescindibles para la prestación del servicio público de distribución y aquellas que contribuyan al cumplimiento de dicho objeto, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.

El negocio de distribución eléctrica en que opera la Sociedad se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía, dicha zona de concesión es de 59,79 km².

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros individuales de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2023, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de febrero de 2024, han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros individuales reflejan fielmente la situación financiera de Enel Colina S.A. y su subsidiaria al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros individuales se han preparado siguiendo los principios de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

Estos estados financieros se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por la Sociedad a contar del 1 de enero de 2023

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 17: Contratos de Seguro	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 1 y Documento de Práctica N°2: Información a Revelar sobre Políticas Contables	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 8: Definición de Estimaciones Contables	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 12: Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 12: Reforma Fiscal Internacional – Reglas del Modelo del Segundo Pilar	1 de enero de 2023

• NIIF 17 “Contratos de Seguros”

El 18 de mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17 Contratos de Seguro, con el objetivo de ayudar a los inversionistas y otros a comprender mejor la exposición al riesgo, la rentabilidad y la posición financiera de las compañías que emiten seguros. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional.

La NIIF 17 reemplaza a la NIIF 4 Contratos de Seguro, que se introdujo como norma provisional en 2004, resolviendo los problemas de comparación creados por esta última, al exigir que todos los contratos de seguros se contabilicen de una manera uniforme. Las obligaciones de seguro se contabilizarán utilizando valores actuales, en lugar del costo histórico. La información se actualizará periódicamente, proporcionando información más útil a los usuarios de los estados financieros.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

En diciembre de 2021, el IASB modificó la NIIF 17 para agregar una opción de transición "superposición de clasificación" para abordar las posibles asimetrías contables entre los activos financieros y los pasivos por contratos de seguro en la información comparativa presentada en la aplicación inicial de la NIIF 17.

Esta norma es aplicable de forma retroactiva, con algunas excepciones, para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023.

La adopción de esta norma no generó impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad en la fecha de aplicación inicial.

- **Enmiendas a NIC 1 y Documento de Práctica N°2 “Información a Revelar sobre Políticas Contables”**

El 12 de febrero de 2021, como etapa final a sus mejoras en el ámbito de la materialidad, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros y a la Declaración de Práctica N°2 Realización de Juicios sobre Materialidad o Importancia Relativa, con el objetivo de ayudar a las compañías a mejorar las revelaciones de políticas contables, para que proporcionen información más útil a los inversores y otros usuarios principales de los estados financieros.

Las enmiendas a la NIC 1 requieren que las empresas revelen información sobre sus políticas contables materiales o con importancia relativa en lugar de sus políticas contables significativas. Las modificaciones a la Declaración de Práctica N°2 de las NIIF proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de materialidad o importancia relativa a las revelaciones de políticas contables.

Estas enmiendas son aplicables para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad en la fecha de aplicación inicial.

- **Enmiendas a NIC 8 “Definición de Estimaciones Contables”**

El 12 de febrero de 2021, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores, con el fin de aclarar cómo deben distinguir las empresas entre cambios en las políticas contables y cambios en las estimaciones contables, y de esta manera reducir la diversidad en la práctica.

Dicha distinción es importante porque los cambios en las estimaciones contables se aplican prospectivamente solo a transacciones futuras y otros eventos futuros, pero los cambios en las políticas contables generalmente también se aplican retrospectivamente a transacciones pasadas y otros eventos pasados.

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023. Se aplican prospectivamente para cambios en las estimaciones y en las políticas contables que ocurran a partir del inicio del primer ejercicio anual en que la compañía aplica la modificación.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad en la fecha de aplicación inicial.



- **Enmiendas a NIC 12 “Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única”**

El 7 de mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones específicas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias, con el objetivo de aclarar cómo las empresas deben contabilizar impuestos diferidos sobre una transacción única que da como resultado el reconocimiento inicial de un activo y de un pasivo simultáneamente, como es el caso de los arrendamientos, desde la perspectiva del arrendatario, y de las obligaciones de desmantelamiento.

En determinadas circunstancias, las empresas están exentas de reconocer impuestos diferidos cuando reconocen activos o pasivos por primera vez. Anteriormente, existía cierta incertidumbre sobre si la exención se aplicaba a transacciones como arrendamientos y obligaciones de desmantelamiento. Las modificaciones aclaran que la exención no se aplica a las operaciones que en el momento del reconocimiento inicial den lugar a diferencias temporales imponibles y deducibles iguales, por lo tanto, las empresas están obligadas a reconocer impuestos diferidos sobre dichas transacciones.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad en la fecha de aplicación inicial.

- **Enmiendas a NIC 12 “Reforma Fiscal Internacional – Reglas del Modelo del Segundo Pilar”**

El 23 de mayo de 2023, el IASB emitió enmiendas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias con el objetivo de brindar un alivio temporal a las empresas respecto al reconocimiento de impuestos diferidos que surgen de la Reforma Fiscal Internacional, impulsada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

En octubre de 2021, los países de la OCDE/G20 que representan más del 90% de PIB mundial, acordaron una importante Reforma Fiscal Internacional, basada en un enfoque de dos pilares para abordar los retos fiscales derivados de la digitalización de la economía. La OCDE publicó las reglas del modelo del Pilar Dos en diciembre de 2021, para garantizar que las grandes empresas multinacionales estarían sujetas a una tasa impositiva mínima del 15%.

Las Enmiendas introducen una excepción temporal obligatoria de reconocimiento y divulgación de impuestos diferidos que surjan de la implementación de las reglas del modelo del Pilar Dos, durante el período que tarde dicho proceso.

Estas modificaciones se aplican:

- i) de forma inmediata después de la emisión de las enmiendas y retroactivamente para la excepción temporal de reconocimiento de impuestos diferidos; y
- ii) retroactivamente para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023 para los requisitos de divulgación, los cuales no son obligatorios para cualquier período intermedio que finalice el 31 de diciembre de 2023 o antes.

La adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros individuales de la Sociedad en la fecha de aplicación inicial.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2024 y siguientes

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros individuales, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes y Deuda a largo plazo con covenants	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7: Acuerdos de Financiación de Proveedores	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 21: Ausencia de Convertibilidad	1 de enero de 2025

- **Enmiendas a NIIF 16 “Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (leaseback)”**

El 22 de septiembre de 2022, el IASB emitió modificaciones a la NIIF 16 Arrendamientos, con el objetivo de aclarar como un arrendatario-vendedor mide después de la fecha de transacción una operación de leaseback, que satisface los requisitos de la NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias para ser contabilizada como una venta.

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2024, permitiéndose su aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán de forma retroactiva a transacciones de leaseback realizadas después de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros individuales de la Sociedad en su fecha de aplicación inicial.

- **Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de Pasivos como Corrientes y No Corrientes” y “Deuda de deuda a largo plazo con covenants”.**

El 23 de enero de 2020, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a NIC 1 Presentación de Estados Financieros, con el objetivo de aclarar cómo clasificar la deuda y otros pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas aclaran que un pasivo se clasifica como no corriente si la entidad tiene, al final del período sobre el que se informa, el derecho sustancial de aplazar la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses. La clasificación no se ve afectada por las expectativas de la entidad o por los eventos posteriores a la fecha del informe. Las enmiendas incluyen la aclaración de los requisitos de clasificación para la deuda que una empresa podría saldar convirtiéndola en patrimonio.

Las enmiendas afectan sólo la presentación de pasivos como corrientes o no corrientes en el estado de situación financiera, no la cantidad u oportunidad de su reconocimiento, así como tampoco las revelaciones relacionadas. Sin embargo, podrían dar lugar a que las empresas reclasifiquen algunos pasivos de corrientes a no corrientes, y viceversa. Esto podría afectar el cumplimiento de los covenants en los contratos de deuda las empresas.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



Adicionalmente, el 31 de octubre de 2022, el IASB emitió nuevas enmiendas a la NIC 1, que tienen como objetivo mejorar la información que las empresas proporcionan sobre la deuda a largo plazo con convenants. Las modificaciones también responden a los comentarios de las partes interesadas sobre la clasificación de la deuda como corriente o no corriente al aplicar los requisitos emitidos en 2020.

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2024, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros individuales de la Sociedad en su fecha de aplicación inicial.

- **Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7 “Acuerdos de Financiación de Proveedores”**

El 25 de mayo de 2023, el IASB emitió enmiendas a los requisitos de divulgación de la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo y NIIF 7 Instrumentos Financieros – Información a Revelar para mejorar a transparencia de los acuerdos de financiación con proveedores y sus efectos sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de las empresas. Estos acuerdos a menudo se denominan financiación de la cadena de suministro, financiación de cuentas comerciales por pagar o acuerdos de *reverse factoring*.

Las enmiendas complementan los requisitos que ya se encuentran en las NIIF y requieren que una empresa revele los términos y condiciones de los acuerdos de financiación, información cuantitativa respecto a los pasivos que forman parte de los acuerdos, rangos de fecha de vencimiento de pago e información sobre el riesgo de liquidez.

Estas modificaciones son aplicables para los períodos anuales que comiencen a contar del 1 de enero de 2024, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros individuales de la Sociedad en su fecha de aplicación inicial.

- **Enmiendas a NIC 21 “Ausencia de Convertibilidad”**

El 15 de agosto de 2023, el IASB emitió enmiendas a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera, con el objetivo de responder a los comentarios y preocupaciones de las partes interesadas sobre la diversidad en la práctica a la hora de contabilizar la falta de convertibilidad entre monedas.

Estas modificaciones establecen criterios que le permitirán a las empresas aplicar un enfoque coherente al evaluar si una moneda es convertible en otra y, cuando no lo es, determinar el tipo de cambio a utilizar y la información a revelar. La enmienda establece que una moneda es convertible en otra cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo que permite un retraso administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo de cambio en el que una transacción de cambio crearía derechos u obligaciones exigibles.

Estas enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2025. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros individuales de la Sociedad.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros individuales es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros individuales se han utilizado determinados juicios estimaciones realizados por la Gerencia de la Sociedad, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

La información incluida en los estados financieros individuales se selecciona sobre la base de un análisis de materialidad realizado de acuerdo con los requisitos establecidos en la NIC 1 “Presentación de estados financieros” y el Documento de Práctica de las NIIF N° 2 “Realización de juicios sobre materialidad o importancia relativa”, y con base en las expectativas de los inversionistas

Las áreas más importantes que han requerido un componente material de juicio profesional son las siguientes:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro, (ver Nota N°3.c).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable. (ver Nota N°3.e).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota N°3.k).

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota N°3.c).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (ver Nota N°3. g.1).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles (ver Notas N°14.c y N°3.a).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota N°3.e).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota N°3.k).
- La interpretación de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico, cuyos efectos económicos definitivos estarán determinados por las resoluciones de los organismos competentes (ver Nota N°4).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota N°3.g).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades de la Sociedad, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros individuales (ver Nota N°3.j).
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.d.3).

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



Las estimaciones y juicios de la Administración se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros individuales, y se basan en experiencias previas y otros factores considerados razonables dadas las circunstancias. Por lo tanto, los resultados reales pueden diferir de estas estimaciones. Las estimaciones y supuestos se revisan periódicamente y los efectos de cualquier cambio se reflejan en resultados si sólo involucran ese período. Si la revisión involucra tanto el período actual como el futuro, el cambio se reconoce en el período en el que se realiza la revisión y en los períodos futuros relacionados.

3. POLITICAS CONTABLES APLICADAS.

Las políticas contables materiales o con importancia relativa aplicadas en la elaboración de los presentes estados financieros individuales han sido los siguientes:

a.) Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo se valoran, con carácter general, a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Adicionalmente al precio pagado por la adquisición de cada elemento, el costo también incluye, en su caso, los siguientes conceptos:

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. La Sociedad define período sustancial como aquel que supera los 12 meses. Por otra parte, se suspende la capitalización de intereses en los períodos que se haya suspendido el desarrollo de las actividades para un activo apto, si estos períodos se extienden en el tiempo. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión.

A la fecha de los presentes estados financieros individuales la sociedad no ha capitalizado intereses.

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso son activados (ver Nota N°14.b).
- Los desembolsos futuros a los que la Sociedad deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. La Sociedad revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación.

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

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

Las sustituciones o renovaciones de elementos completos que aumentan la vida útil del bien, o su capacidad económica, se registran como mayor valor de los respectivos bienes, con el consiguiente retiro contable de los elementos sustituidos o renovados.

Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación se registran directamente en resultados como costo del período en que se incurrir.

Las propiedades, planta y equipo 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. La vida útil estimada se revisa al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

Adicionalmente, la Sociedad reconoce activos por derecho de uso por arrendamiento correspondientes a propiedades, planta y equipo, de acuerdo a los criterios detallados en la Nota N°3.e.

Los terrenos no se deprecian por tener vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, Planta y Equipo se reconocen como otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondiente.

b.) Activos intangibles distintos de la plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización.

Los intangible con vida útil indefinida al 31 de diciembre de 2023 y 2022 ascienden a M\$ 83.260, relacionados fundamentalmente con servidumbre.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles se reconocen en los resultados del período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

Los criterios para el reconocimiento de las pérdidas por deterioro de estos activos y, en su caso de las recuperaciones de las pérdidas por deterioro registradas en períodos anteriores se explican en la letra d) de esta Nota.

b.1) Costos de investigación y desarrollo

La Sociedad registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas. Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultado integrales consolidado en el período en que se incurran.

b.2) Otros activos intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan en 4 años. Las servidumbres de paso tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, producto que los contratos por su naturaleza son de carácter permanente e indefinido.



c.) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso de deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada ejercicio.

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que la Sociedad opera y en la organización corporativa.

El monto recuperable es el mayor valor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por la Sociedad en prácticamente la totalidad de los casos.

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

En general estas proyecciones cubren los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales, en ningún caso son crecientes ni supera a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y país. Al cierre de diciembre de 2023 y 2022, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,0%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuesto, que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos son calculadas utilizando el método iterativo, mediante el cual se determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos. Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas al cierre de diciembre de 2023 se ubicaron entre 7,8% y 8,8% (al 31 de diciembre de 2022 se ubicaron entre un 7,8% y un 8,8%).

El enfoque utilizado por la compañía para asignar valor a cada hipótesis clave utilizada para proyectar los flujos de caja, considera:

- Evolución de la demanda: La estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por la compañía respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Medidas regulatorias: Una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el período proyectado.

- Capacidad instalada: En la estimación de la capacidad instalada de la Sociedad se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. Se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red, así como las inversiones necesarias para llevar a cabo la implementación del plan de mejora tecnológica.
- Costos fijos: Se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que la Sociedad va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el período 2023, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2022 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el período 2023 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro “Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)” del estado de resultados integrales consolidados. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo sí, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que al activo podría haber tenido (neto de amortización y depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

d.) Instrumentos financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

d.1) Activos financieros no derivados

La Sociedad clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios en tres categorías:

(i) Costo amortizado

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).



Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizadas al costo amortizado en la Sociedad son: equivalentes al efectivo, cuentas por cobrar y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

(ii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones: (i) se clasifican dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es mantener los activos financieros tanto para cobrar los flujos de efectivo contractuales como para venderlos y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales cumplen con el criterio SPPI.

Estos activos financieros se reconocen en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estos activos financieros, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en resultado del período con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

(iii) Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados

Se incluye en esta categoría la cartera de negociación, aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable y los activos financieros que no cumplen con las condiciones para ser clasificados en las dos categorías anteriores.

Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

d.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

d.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, la Sociedad aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada de la Sociedad, las condiciones de mercado existente, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada es la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original. Se determina como el producto de: i) la probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default); ii) la pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default); y iii) la exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default).

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, la Sociedad aplica dos enfoques diferentes:

- **Enfoque general:** Aplicado a activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si, por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- **Enfoque simplificado:** Para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, la Sociedad aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque aplicado en mayor medida por la Sociedad, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Colina S.A.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, la Sociedad aplica principalmente una evaluación colectiva, basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "cluster", teniendo en cuenta el tipo de negocio y contexto regulatorio. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. La Sociedad considera una definición específica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, la Sociedad considera los siguientes supuestos:

- PD: Estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 36 meses.
- LGD: Calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y
- EAD: Exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

Sobre la base del mercado de referencia y el contexto regulatorio del sector, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, la Sociedad aplica principalmente una definición predeterminada de incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.



Con base en evaluaciones específicas de la Administración, puede aplicarse un ajuste prospectivo considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

d.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, con carácter general, se registran inicialmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios detallados en la Nota N°3.e.

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota N°18, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

d.5) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que la Sociedad retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota N°3.f.1(i)).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

d.6) Compensación de activos y pasivos financieros

La Sociedad compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- Existe un derecho en el marco actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- Existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.
- Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

e.) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibida para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagada para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, la Sociedad utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observable.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración de los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg".

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable la Sociedad tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso o mediante la venta de esta a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía;



- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, la Sociedad utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio de la Sociedad.
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

f.) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Los costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de los descuentos comerciales y otras rebajas.

g.) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada período de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requiera un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

g.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares

Las empresas de la Sociedad tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de "Otro Resultado Integral".

h.) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el período, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

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

La Sociedad ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro resultado integral" netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

i.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado intermedio adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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

j.) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del período se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.



Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a diferencia temporal deducible surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- no es una combinación de negocios, y;
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias y asociadas, en las cuales la Sociedad pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, otro resultado integral o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos y se efectúan las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

k.) Reconocimiento de ingresos y gastos

Los ingresos de actividades ordinarias se reconocen 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.

La Sociedad analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por la Sociedad:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): Corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Colina aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

Los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros.

- Otros servicios: Principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico y construcción de obras. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.
- Venta de bienes: Los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

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

La Sociedad excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la compañía 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 la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.

Además, la Sociedad evalúa la existencia de costos incrementales de obtener un contrato con un cliente y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo intangible si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Sociedad no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

I.) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro de la Sociedad, si la hubiera.



La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuas, atribuible a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, excluyendo el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder de otras subsidiarias dentro de la Sociedad, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

m.) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinado por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

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

n.) Criterios de segmentación

Para la identificación de los segmentos de operación sobre los que debe informarse, la Sociedad tiene en consideración la manera en que se presentan regularmente los resultados de operación para la toma de decisiones por parte de la Administración y los criterios de agregación, de acuerdo a lo indicado en NIIF 8 "Segmentos de operación".

Enel Colina S.A. operan en la Región Metropolitana, mercado constituido directamente por los actuales y potenciales consumidores finales ubicados en su zona de concesión.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, y están obligadas a prestar servicio a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5000 kW que opten por la tarifa libre). Estos clientes de tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier empresa distribuidora o generadora, debiendo pagar un peaje regulado por el uso de la red de distribución. A pesar de estar sometidos a distintas tarifas, ambos mercados comparten una única política comercial.

De acuerdo a lo señalado, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para Enel Colina, a la totalidad del negocio descrito.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco Regulatorio

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”), sus modificaciones posteriores y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N°327 de 1998.

La principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

Bajo la supervigilancia del Ministerio de Energía, se encuentra el organismo regulador del sector eléctrico (la Comisión Nacional de Energía) y el ente fiscalizador (la Superintendencia de Electricidad y Combustibles). El Ministerio cuenta, además, con la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN) y con la Agencia de Sostenibilidad Energética.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) posee la autoridad para proponer tarifas reguladas, fijar las normas técnicas, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar programas de obras indicativas de nuevas centrales de generación. Por su parte, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas.

Adicionalmente, la legislación contempla un Panel de Expertos, conformado por profesionales expertos, cuya función primordial es pronunciarse sobre las discrepancias que se produzcan en relación con materias establecidas en la Ley Eléctrica y en la aplicación de otras leyes en materia energética, mediante dictámenes de efecto vinculante.

La Ley establece un Coordinador Eléctrico Nacional, organismo independiente de derecho público, a cargo de la operación y coordinación del sistema eléctrico chileno cuyos objetivos principales son: i) Preservar la seguridad del servicio, ii) Garantizar una operación económica de las instalaciones interconectadas del sistema eléctrico y iii) Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión. Entre sus principales actividades se destacan: coordinar el Mercado Eléctrico, autorizar conexiones, gestionar servicios complementarios, implementar sistemas de información pública, monitorear la competencia y la cadena de pagos, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SEN se conformó por la interconexión del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), en noviembre de 2017.

En la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades: Generación, Transmisión y Distribución. Las instalaciones eléctricas asociadas a estas tres actividades tienen obligación de operar en forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer energía eléctrica al mercado al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

En el mercado eléctrico se transan dos productos (Energía y Potencia) y se prestan diversos servicios. En particular, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de efectuar los balances, determinar las transferencias correspondientes entre generadores y calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía. Por otra parte, la CNE determina los precios de la Potencia.



Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Límites a la Integración y Concentración

En Chile existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

En principio se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, transmisión, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se imponen las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

Además, a contar del 1 de enero del año 2021, mediante resolución exenta N°176 de la Comisión Nacional de Energía y sus modificaciones, determinó el alcance de la obligación de giro exclusivo y contabilidad regulatoria separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N°21.194.

a.1 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales, a un voltaje no superior a 23 kV.

Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, teniendo obligación de prestar servicio a todos los clientes y suministrar electricidad a los clientes sometidos a tarifas reguladas (clientes con capacidad conectada inferior a 5.000 kW, salvo clientes entre 500 y 5.000 kW que ejerzan su opción de optar por tarifa libre). Cabe señalar, que los clientes con tarifa libre pueden negociar su suministro con cualquier suministrador, debiendo pagar un peaje regulado por uso de la red de distribución.

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la Ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo. Existe, además, un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas, cada cuatro años, sobre la base de un estudio de costos para determinar el Valor Agregado de Distribución (VAD). La determinación del VAD se basa en un esquema de empresa modelo eficiente y el concepto de área típica.

El 21 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.194 (Ley Corta) que rebaja la Rentabilidad de las Empresas Distribuidoras y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica.

Para el proceso de determinación del VAD, la CNE clasifica a las empresas con costos de distribución similares en grupos denominados "áreas típicas". Por cada área típica, la CNE encarga un estudio a consultores independientes, con el fin de determinar los costos asociados a una empresa modelo eficiente, considerando costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, incluyendo algunas restricciones que las empresas distribuidoras reales enfrentan. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil y una tasa de actualización, calculada cada cuatro años por la CNE, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto.

Posteriormente, se estructuran las tarifas y se valida la tasa de rentabilidad económica después de impuesto, la cual no puede diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del VAD, la revisión de los Servicios Asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2023

- Ley N°21.185 – Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas

Con fecha 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.185 que creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarían "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de US\$1.350 millones hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Las disposiciones técnicas de este mecanismo se encuentran establecidas en la Resolución Exenta N°72/2020, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones.

- Ley N°21.194 - Rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica

Con fecha 21 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publica Ley la N°21.194 la cual rebaja la Rentabilidad de las Empresas de Distribución y perfecciona el proceso tarifario de Distribución Eléctrica. Por medio de esta Ley, se elimina la proporción de dos tercios para el estudio VAD realizado por la CNE y un tercio para el estudio VAD realizado por las empresas de distribución, reemplazándose por un único estudio solicitado por la CNE. Por otro lado, se modifica la tasa de actualización para el cálculo de los costos anuales de inversión pasando del 10% real anual a una tasa calculada por la CNE, cada cuatro años, que no puede ser menor al 6% ni mayor a 8% anual después de impuesto. La tasa de rentabilidad económica, después de impuestos, de las empresas distribuidoras no deberá diferir en más de dos puntos al alza y tres puntos a la baja de la tasa definida por la CNE. Adicionalmente, a partir de enero 2021 las empresas distribuidoras deben tener giro exclusivo.

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

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

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



- **Ley N°21.304 - Sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes**

El 12 de enero de 2021 se publicó la Ley sobre clientes electrodependientes, que son aquellas personas que para el tratamiento de la patología que padecen, se encuentran en condición de hospitalización domiciliaria y necesitan permanecer conectadas físicamente, de forma continua o transitoria, a un dispositivo de uso médico que requiere suministro eléctrico para su funcionamiento.

La Ley establece que las empresas concesionarias deben llevar un registro de las personas electrodependientes con residencia en su respectiva zona de concesión, que cuenten con un certificado del médico tratante que acredite dicha condición, con la indicación del dispositivo de uso médico que requieren para su tratamiento y sus características.

Por otro lado, las empresas concesionarias deben implementar las soluciones técnicas que permitan mitigar los efectos de interrupciones del suministro eléctrico, junto con priorizar el restablecimiento del servicio donde residan personas electrodependientes. Además, deben incorporar entre el sistema de conexión central del domicilio y los dispositivos de uso médico, un mecanismo de medición de consumo de costo de la empresa, medición que deberá ser descontada del total mensual de consumo del domicilio.

Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°65/2022 correspondiente a la aprobación del Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes, de conformidad a lo señalado en los artículos 207°-1 y siguientes de la ley general de servicios eléctricos.

- **Ley N°21.305 - Sobre eficiencia energética**

El 13 de febrero de 2021 se publicó la Ley sobre Eficiencia Energética cuyo objeto es elaborar el Primer Plan Nacional de Eficiencia Energética, que se irá renovando cada cinco años, con una meta de reducción de intensidad energética de, al menos, de un 10% al 2030, respecto al 2019. Adicionalmente, dicho plan deberá contemplar una meta para los consumidores con capacidad de gestión de energía consistente en la reducción de su intensidad energética de al menos un 4% promedio en su período de vigencia.

En la Ley se incluyen otras materias como aquella respecto a la edificación de viviendas, edificios de uso público, edificios comerciales y edificios de oficinas que deberán contar con una calificación energética para obtener la recepción final o definitiva por parte de la Dirección de Obras Municipales respectiva. Así también, dispone que el Ministerio de Energía regulará la interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos.

Con fecha 25 de febrero de 2022, bajo el Decreto Supremo N°13, se ha promulgado el Reglamento de seguridad de instalaciones de hidrógeno e introduce modificaciones al Reglamento de instaladores de gas. Este fue reingresado a Contraloría General de la Republica el 19 de abril de 2023. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la Republica. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

Con fecha 25 de febrero de 2022, bajo el Decreto Supremo N°14, se ha promulgado el Reglamento que establece el procedimiento para la fijación de estándares de eficiencia energética vehicular y las normas necesarias para su aplicación. Este fue reingresado a Contraloría General de la Republica el 5 de mayo de 2023. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la Republica. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

Con fecha 13 de septiembre de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°28 correspondiente al Reglamento sobre Gestión Energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos, a que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley N°21.305.

Con fecha 8 de marzo de 2023, el Ministerio de Energía publicó la Resolución Exenta N°13 que fija listado de consumidores con capacidad de gestión de energía correspondiente al proceso de reporte de consumos energéticos del año 2022, el cual fue modificado mediante Resolución Exenta N°37 con fecha 3 de noviembre de 2023.

Con fecha 25 de abril de 2023, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°4 que Aprueba el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2022-2026. El objetivo del Reglamento es proporcionar un marco estratégico para el desarrollo de la eficiencia energética de nuestro país y de esta manera, materializar el potencial de ahorro energético que permita alcanzar la carbono neutralidad al año 2050, en línea con las políticas que ha desarrollado hasta el momento el Ministerio de Energía y el Estado en general en materia de sostenibilidad.

Con fecha 17 de mayo de 2023, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°12 correspondiente al Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos. El objetivo del Reglamento es establecer las disposiciones aplicables en materia de interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos, los requerimientos de información y operación que permitan su implementación y funcionamiento, las exigencias para prestar el servicio de carga de vehículos eléctricos, así como aquellas otras materias necesarias para el adecuado funcionamiento de esta interoperabilidad.

Con fecha 5 de diciembre de 2023, el Ministerio de Energía mediante Resolución Exenta N°19.956 crea Unidad de Sostenibilidad Energética, que dependerá directamente de la jefatura del servicio. Esta contara con funciones tales como planificación, organización, dirección, control y fiscalización de las materias relativas a Recursos Distribuidos, Energías Renovables, Eficiencia Energética, Colectores Solares, Electromovilidad, Alumbrado Público y Nuevos Energéticos.

- **Ley N°21.249 – Dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red.**

El 8 de agosto de 2020 se aprobó la Ley de Servicios Básicos que contempló medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables. Entre las medidas realizadas, fue la suspensión de corte por deudas de suministro y la posibilidad de firmar convenios de pago en cuotas por deudas de suministro, en ambos casos, a un universo de clientes vulnerables.

El 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que modificó los plazos definidos en la Ley N°21.249 fijándose la duración del beneficio a 270 días siguientes a la promulgación de la Ley en vez de los 90 días iniciales. Así también, la cantidad de cuotas se modifica a máximo 36 en reemplazo de las 12 cuotas máximas definidas con anterioridad.

El 13 de mayo de 2021 se promulgó la Ley N°21.340, que prorrogó los efectos de la Ley N°21.249 hasta el 31 de diciembre de 2021. La cantidad de cuotas se modifica a máximo 48 en reemplazo de las 36 cuotas máximas definidas con anterioridad.

- **Ley N°21.423 - Regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19 y establece subsidios a clientes vulnerables**

El 11 de febrero de 2022 se publicó la Ley que Regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia covid-19, y establece subsidios a clientes vulnerables, de modo que éstos puedan enfrentar las deudas eléctricas generadas entre el 18 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2021 efectuadas por boletas vencidas.

La ley señala que las deudas de los clientes con un consumo promedio no superior a los 250 kWh al mes durante 2021 serán divididas automáticamente en 48 cuotas mensuales. Estas cuotas no podrán exceder el 15% del valor de la cuenta promedio mensual. Estos clientes recibirán un subsidio del Estado equivalente a ese mismo valor (el 15% del valor de la cuenta promedio mensual), por lo que, en la práctica, los usuarios sólo deberán cancelar su consumo eléctrico mensual y mantener su cuenta al día.

En el caso de los clientes con consumo promedio mensual en 2021, superior a 250 kWh al mes, se amplió el plazo, hasta el 31 de marzo de 2022, para que se acerquen a sus compañías distribuidoras eléctricas y puedan prorratear la totalidad de su deuda en hasta 48 cuotas, sin multas ni intereses asociados.



Con fecha 23 de junio, el Ministerio de Energía publicó el Procedimiento para el pago de los subsidios establecidos en la ley N°21.423, que regula el prorrateo y pago de deudas por servicios de agua potable y electricidad generados durante la pandemia COVID-19, y establece subsidios a clientes vulnerables.

Con fecha 30 de septiembre de 2022, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Oficio Circular N°140129, modificó la instrucción del Oficio Circular SEC N°119977, respecto del cese del beneficio del subsidio de los clientes. Dentro de las modificaciones señaladas, se encuentra la del reintegro del beneficio una vez regularizada la condición de no pago que mantenga el cliente con la empresa concesionaria respectiva.

- **Ley 21.472 – Crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.**

Con fecha 2 de agosto de 2022, el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.472, que creó un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Por medio de esta Ley se establece un Mecanismo Transitorio de Protección al cliente (MPC) que estabilizará los precios de la energía, para el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas medianos complementario a aquel establecido en la ley N°21.185, para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos. El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032.

En el marco de la elaboración de la resolución exenta que establece disposiciones técnicas para la implementación de la Ley N°21.472, la Comisión Nacional de Energía ha enviado para observaciones y comentarios un borrador de la resolución señalada.

Con fecha 14 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía publica la Resolución Exenta N°86 que establece disposiciones, plazos y condiciones para la implementación de la Ley N°21.472. Posteriormente, mediante la Resolución Exenta N°334 de fecha 9 de agosto de 2023, la Comisión Nacional de Energía modifica la Resolución Exenta N°86 incorporando nuevas indicaciones y cambios para una adecuada implementación del Mecanismo de Protección al Cliente.

- **Ley 21.505 – Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad**

Con fecha 21 de noviembre de 2022, el Ministerio de Energía publica la Ley 21.505 que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. Por medio de esta Ley se introducen modificaciones en la ley General de Servicios Eléctricos. Asimismo, partir de la publicación en el Diario Oficial y dentro de un año, el Ministerio de Energía deberá dictar los reglamentos de que trata la presente ley. El mayor gasto fiscal que represente la aplicación de esta ley se financiará con los recursos que se establezcan en las respectivas leyes de presupuestos del sector público.

Estrategia Nacional de Electromovilidad

Con fecha 18 de febrero de 2022 y mediante Resolución Exenta N°8, el Ministerio de Energía aprobó la Estrategia Nacional de Electromovilidad. En ella el Ministerio de Energía será el encargado de liderar la implementación de la estrategia, realizar su seguimiento y efectuar una actualización quinquenal de la misma mediante el apoyo de una Comisión Asesora.

Con fecha 19 de diciembre de 2023, el Ministerio de Bienes Nacionales en conjunto con el Ministerio de Energía mediante Resolución Exenta N° 1.096 aprueba el Plan Nacional para impulsar proyectos de sistemas de almacenamiento de energía en terreno fiscal. Este tiene como objetivo promover asignación de terrenos fiscales para el desarrollo, construcción y operación de sistemas de almacenamiento, del tipo stand alone, en terrenos fiscales, cuyo destino sea conectarse a alguna subestación del Sistema Eléctrico Nacional, que se encuentre en las zonas identificadas por el Coordinador Eléctrico Nacional como aquellas áreas con necesidades de almacenamiento de energía a partir del año 2026.

Resolución SME N°929/2022 – Grupos electrógenos

Con fecha 2 de julio de 2022 y mediante Resolución N°929, el Ministerio del Medio Ambiente aprobó el Protocolo de reporte de variables operacionales para fuentes estacionarias tipo grupo electrógenos y deja sin efecto a resolución N°743 Exenta, de fecha 31 de marzo de 2021, de la Superintendencia del Medio Ambiente.

Resolución Exenta N°906 – Grupos de consumo

Con fecha 28 de diciembre de 2022, y mediante Resolución Exenta N°906, la Comisión Nacional de Energía aprobó la actualización de los Grupos de Consumo de las empresas concesionarias de distribución que se indican, de conformidad a lo establecido en el artículo 6° de la resolución CNE N°164 Exenta, de 2010, que fija texto refundido, coordinado y sistematizado de la resolución N°386 Exenta de 2007 de la Comisión Nacional de Energía.

Con fecha 28 de febrero de 2023, y mediante Resolución Exenta N°82, la Comisión Nacional de Energía aprobó el presupuesto de costos de conformidad a lo establecido en el artículo 55° de la Resolución Exenta N°164, de 2010, para cada una de las empresas concesionarias de distribución que conforman los grupos de consumo.

Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde

Con fecha 12 de julio de 2023, el Ministerio de Energía mediante Resolución Exenta N°11 aprobó la Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde, contenida en el documento denominado “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Chile fuente energética para un planeta cero emisiones”, de fecha 3 de noviembre de 2021. El Ministerio de Energía será el encargado de liderar la implementación de la estrategia, realizar seguimiento y efectuar una actualización quinquenal de la misma. Asimismo, el Ministerio de Energía creará un Comité Consultivo para asesorarlo en los procesos de actualización de la Estrategia.

Reglamentos Publicados 2019 - 2023

Reglamento de Servicios Complementarios: Con fecha 27 de marzo de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°113/2017 correspondiente al reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional, con vigencia diferida a partir del 1 de enero de 2020.

Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional: Con fecha 20 de diciembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°125/2017 correspondiente al reglamento que establece las disposiciones aplicables a la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como las demás materias necesarias para el adecuado ejercicio de las funciones del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, y los derechos y deberes de los entes sujetos a dicha coordinación.

Reglamento Norma 4: Con fecha 05 de marzo de 2020 el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°8/2019 correspondiente al Reglamento de Seguridad de las Instalaciones de Consumo de Energía Eléctrica.



Reglamento Netbilling: Con fecha 24 de septiembre de 2020, el Ministerio de Energía, publicó el Decreto N°57/2019 correspondiente al Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo.

Modificación Reglamento de Potencia de Suficiencia: Con fecha 26 de diciembre de 2020 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°42 que modifica el Reglamento de Potencia vigente en el Decreto Supremo N°62/2006, y aprueba Reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras. Este reglamento incorpora el Estado de Reserva Estratégica el cual reconoce una proporción de potencia de suficiencia a centrales que se retiren del sistema en el marco del plan de descarbonización durante 5 años desde el anuncio. Adicionalmente, se establece una metodología de cálculo para reconocer potencia de suficiencia a centrales hidráulicas con capacidad de almacenamiento. Con fecha 24 de noviembre de 2023, el Ministerio de Energía ha promulgado el Reglamento de transferencia de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos e introduce modificaciones a los decretos que indica. Este fue ingresado a Contraloría General de la República el 29 de noviembre de 2023. Este decreto aún no toma razón por parte de la Contraloría General de la República. Una vez publicado en el Diario Oficial entrará en vigor.

El Ministerio de Energía, con fecha 26 de julio de 2023, dio inicio al proceso de consulta ciudadana el borrador de la modificación del Reglamento de Transferencia de Potencia, con la finalidad de recabar observaciones y comentarios de parte de la ciudadanía. Dicho proceso concluyó el 28 de agosto de 2023.

Reglamento para medios de generación de pequeña escala: Con fecha 8 de octubre de 2020, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°88 correspondiente al Reglamento para medios de generación de pequeña escala, el cual fue modificado el 16 de marzo 2022 mediante Decreto N°27.

Modificación Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos: Con fecha 14 de junio de 2021 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°68 que modifica el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos aprobado mediante el Decreto N°327/1997, en lo relativo a concesiones eléctricas.

Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes: Con fecha 9 de mayo de 2022, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°65 correspondiente al Reglamento sobre suministro de electricidad para personas electrodependientes.

Reglamento sobre Gestión Energética: Con fecha 13 de septiembre de 2022, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°28 correspondiente al Reglamento sobre Gestión Energética de los consumidores con capacidad de gestión de energía y de los organismos públicos, a que se refieren los artículos 2° y 5° de la Ley N°21.305.

Reglamento que fija el procedimiento para la elaboración y evaluación del Plan Nacional de Eficiencia Energética: Con fecha 18 de mayo de 2023, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°11 correspondiente al Reglamento que fija el procedimiento para la elaboración y evaluación del plan nacional de eficiencia energética. Este reglamento establece las condiciones, características, plazos, etapas y procedimiento por el que se regirá el proceso de elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética, que debe desarrollar el Ministerio de Energía en colaboración con los ministerios sectoriales respectivos.

Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos: Con fecha 17 de mayo de 2023, el Ministerio de Energía publica el Decreto N°12 correspondiente al Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos. Este tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables en materia de interoperabilidad del sistema de recarga de vehículos eléctricos, los requerimientos de información y operación que permitan su implementación y funcionamiento, las exigencias para prestar el servicio de carga de vehículos eléctricos, así como aquellas otras materias necesarias para el adecuado funcionamiento de esta interoperabilidad.

Normas Técnicas

Con fecha 19 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°892, la Comisión Nacional de Energía aprobó Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2023, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos. Con fecha 14 de septiembre de 2023, mediante Resolución Exenta N° 412, la Comisión Nacional de Energía comunica modificación del Plan Normativo anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2023.

Con fecha 15 de diciembre de 2023, mediante Resolución Exenta N°618, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2024, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Norma técnica de coordinación y operación: Con fecha 6 de agosto de 2021, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución N°253 aprueba capítulo de los Costos Marginales y capítulo de las Transferencias Económicas y la Coordinación de Mercado, ambos de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional.

Con fecha 3 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía somete a Consulta Pública el capítulo sobre Programación de la Operación de la norma técnica de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional de conformidad con el procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta N°390, de 24 de mayo de 2018. Proceso aún en desarrollo por parte de la Comisión Nacional de Energía.

Con fecha 28 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía somete a Consulta Pública el Capítulo sobre declaración de costos variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, de conformidad con el procedimiento normativo indicado mediante Resolución Exenta CNE N°394, de 24 de mayo de 2018.

Con fecha 27 de junio de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°258, aprueba el informe consolidado de respuesta correspondiente al Procedimiento Normativo de elaboración del Capítulo sobre la Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional. Ese mismo día la Comisión Nacional de Energía aprueba el capítulo sobre Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Modificación Pliegos Técnicos Normativos: Con fecha 25 de Abril de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°11.682 aprueba modificación del Pliego Técnico Normativo RPTD N°7 Franjas y Distancias de Seguridad y Pliego Técnico Normativo RPTD N°11 Líneas de Alta y Extra Alta Tensión, contenidos en el artículo 10 del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica.

Con fecha 9 de marzo de 2023, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante Resolución Exenta N°16.380 aprueba anexo técnico del Pliego Normativo RPTD N°17 Sistema de Gestión de Integridad de Instalaciones Eléctricas, contenidos en el artículo 9 del Reglamento de Seguridad de las Instalaciones Eléctricas Destinadas a la Producción, Transporte, Prestación de Servicios Complementarios, Sistemas de Almacenamiento y Distribución de Energía Eléctrica.

Norma técnica de calidad y servicio para sistemas de distribución: Con fecha 10 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°763 aprobó norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución. Con fecha 18 de Julio de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°527, modificó el artículo 7-7 transitorio de la norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, ampliando el plazo en un año adicional para el cumplimiento de la implementación de los Sistemas de Gestión y Calidad. Con fecha 8 de septiembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°403 modificó el artículo 9-2 transitorio del Anexo de Sistema de medición, monitoreo y control de la Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución, aprobado mediante Resolución Exenta N°468, de 22 de agosto de 2019.



Con fecha 8 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°694 informó sobre el inicio del procedimiento normativo de modificación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución y efectúa llamado para manifestar interés en participar en el respectivo comité consultivo, de conformidad al Plan Normativo Anual 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N°549, de 2021 y sus modificaciones posteriores. El 14 de agosto de 2023, la Comisión Nacional de Energía somete a consulta pública la modificación de la normativa en cuestión con plazo máximo hasta el 22 de septiembre de 2023 para el envío de las observaciones a la propuesta de modificación de la norma técnica.

Norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión: Con fecha 3 de abril de 2023, la Comisión Nacional de Energía somete a consulta pública la modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de media tensión, de conformidad con el procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta N°376, de 28 de septiembre de 2021, con plazo máximo hasta el 14 de junio de 2023 para el envío de las observaciones a la propuesta de modificación de la norma técnica.

Norma técnica de seguridad y calidad de servicio: Con fecha 16 de octubre de 2023, la Comisión Nacional de Energía somete a consulta pública la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, asociado a los artículos 3-8 y 4-29, en conformidad con el procedimiento normativo iniciado mediante Resolución Exenta CNE N°618 de fecha 26 de septiembre de 2019. El plazo de la referida consulta pública se extenderá hasta el 31 de octubre de 2023. Con fecha 4 de enero de 2024, la Comisión Nacional de Energía informa sobre la dictación de la resolución de inicio del proceso normativo de modificación de la norma técnica de seguridad y calidad de servicio y efectúa llamado para manifestar interés en participar en el respectivo comité consultivo, de conformidad al Plan Normativo Anual 2024, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N° 618, de 2023.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución 2016 - 2020

El proceso de fijación de tarifas para el cuatrienio 2016 - 2020 culminó el 24 de agosto de 2017 con la publicación en el Diario Oficial del Decreto N°11T/2016, que fija fórmulas tarifarias a nivel distribución, el cual tuvo vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Con fecha 28 de septiembre de 2018 entró en vigencia el Decreto N°5T del Ministerio de Energía, que actualiza el Decreto N°11T/2016 del Ministerio de Energía y que, por tanto, actualiza las tarifas del segmento de distribución eléctrica las tarifas del segmento de distribución vigentes hasta la próxima fijación tarifaria.

Con fecha 26 de julio de 2019 por medio del Oficio Ordinario N°15699/2019, SEC instruyó un plan de acción para hacer efectivo el ajuste indicado en Oficio Ordinario N°490/2019 de CNE, respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía. La vigencia del ajuste fue retroactiva a partir del 28 de septiembre de 2018.

Las tarifas a cliente final que han regido durante el 2021 son determinadas sobre la base de los siguientes decretos y resoluciones:

- i) Decreto N°11T/2016 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°2T/2018 que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.
- iii) Decreto N°5T/2018 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rigió a partir de su fecha de publicación.
- iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.

v) Decretos de Precios

a. Precios de Nudo Promedio

Con fecha 6 de mayo de 2019 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°20T/2018, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2019.

Con fecha 5 de octubre de 2019 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T/2019, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija ajustes y recargos por aplicación del Mecanismo de Equidad Tarifaria Residencial, con efecto retroactivo a contar del 1 de julio de 2019.

El 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publicó la Ley N°21.185 que crea un mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regularización de tarifas. El Artículo 5° de esta Ley deroga el Decreto 7T/2019, quedando sin efecto y extendiéndose la vigencia del Decreto N°20T/2018 desde su vigencia original hasta la publicación del decreto de precio de nudo promedio que corresponda posterior a la entrada en vigencia de la Ley.

Con fecha 2 de noviembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°6T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

Con fecha 20 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de julio de 2020.

Con fecha 20 de mayo de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°19T/2020, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1 de enero de 2021.

Dado el mecanismo de estabilización de precios, la publicación de los Decretos N°6T/2020, N°16T/2020 y N°19T/2020 no tuvieron efecto en la tarifa del cliente regulado final.

Con fecha 12 de julio de 2021, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T/2021, que fija los precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la Ley N°21.185, con vigencia a contar del 1° de Julio de 2021.

Con fecha 17 de junio de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2022, que fija precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional, de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, y fija factor de ajuste por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios contemplado en la ley N°21.185, con vigencia a contar del 1° de enero de 2022.

Con fecha 28 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta CNE N°475, aprobó el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1° de la Ley N°21.185, de junio 2022, correspondiente a la fijación de precios del segundo semestre del presente año.

Con fecha 6 de septiembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía, mediante Oficio Ordinario N°586, comunicó el Informe Técnico Preliminar para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de septiembre de 2022. Además, se señala que, en virtud de la dictación de la Ley N°21.472, la presente fijación reemplazará el Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1° de la Ley N°21.185, de junio de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta CNE N°475 de fecha 28 de junio de 2022.



Con fecha 16 de noviembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°836, la Comisión Nacional de Energía aprobó Informe Técnico Definitivo para la Fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de noviembre de 2022 y deja sin efecto Resolución Exenta N°475 de la Comisión, de 28 de junio de 2022, que corresponde a la fijación de precios del segundo semestre del presente año.

Con fecha 12 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°886, la Comisión Nacional de Energía rectifica el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de noviembre de 2022, y aprueba texto refundido.

Con fecha 30 de marzo de 2023, mediante Resolución Exenta N°128, la Comisión Nacional de Energía rectifica el Informe Técnico Definitivo para la fijación de Precios de Nudo Promedio del Sistema Eléctrico Nacional, de noviembre de 2022, aprobado mediante Resolución Exenta N°886 de la Comisión, de fecha 12 de diciembre de 2022.

Con fecha 12 abril de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T/2022, que fija precios de nudo promedio en el sistema eléctrico nacional de acuerdo al artículo 158° de la Ley General de Servicios Eléctricos, las condiciones de aplicación de los mismos, en virtud de lo señalado en los artículos 155° y siguientes de la Ley, considerando el mecanismo de estabilización de precios establecido en el numeral 1 del artículo 3 de la Ley N°21.472. Estos precios se aplicarán desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial, sin perjuicio de su entrada en vigencia a contar del 1° de julio de 2022.

Con fecha 24 de agosto de 2023, la Comisión Nacional de Energía publicó el Informe Técnico Preliminar de la fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional, correspondiente a la fijación del primer semestre del año 2023.

b. Precios de Nudo de Corto Plazo

Con fecha 3 de diciembre de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°12T/2020, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2020.

Con fecha 22 de marzo de 2021, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°3T/2021, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2021.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T/2021, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2021.

Con fecha 7 de julio de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°3T/2022, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2022.

Con fecha 9 de noviembre de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°11T/2022, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de octubre de 2022.

Con fecha 27 de julio de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T/2023, que fija precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto a contar del 1 de abril de 2023. El 12 de septiembre de 2023, el Ministerio de Energía informa rectificación del Decreto N°1T/2023.

c. Precio Nudo Corto Plazo: Indexaciones

Con fecha 7 de febrero de 2022, mediante Resolución Exenta N°81, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°3T/2021 del Ministerio de Energía.

Con fecha 1 de marzo de 2022, mediante Resolución Exenta N°117, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°9T/2021 del Ministerio de Energía.

Con fecha 1 de septiembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°690, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°3T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 1 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°866, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios nudo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°11T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 3 de abril de 2023, mediante Resolución Exenta N°131, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°11T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 20 de julio de 2023, mediante Resolución Exenta N°306, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N°11T/2022 del Ministerio de Energía.

Con fecha 4 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N° 349, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N° 1T/2023 del Ministerio de Energía.

Con fecha 15 de diciembre de 2023, mediante Resolución Exenta N°619, la Comisión Nacional de Energía comunica nuevos valores de los precios de nudo de corto plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, reajustados conforme a sus respectivas fórmulas de indexación, según lo señalado en el Decreto Supremo N° 1T/2023 del Ministerio de Energía.

d. Precio estabilizado para medios de generación de pequeña escala

Con fecha 22 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó el Diario Oficial el Decreto N°5T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 26 de febrero de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°14T/2021, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 13 de octubre de 2022, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T/2022, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 15 de abril de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°14T/2022, el cual fija precios estabilizados para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

Con fecha 10 de agosto de 2023, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°2T/2023, el cual fija precios estabilidad para medios de generación de pequeña escala, con vigencia a contar de la fecha de publicación del presente decreto en el Diario Oficial.

vi) Resolución Exenta que fija cargos por uso de los sistemas de transmisión de cargo de los consumidores finales libres y regulados.

Con fecha 29 de diciembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°495, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2021.



Con fecha 17 de junio de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°192, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de julio de 2021.

Con fecha 15 de diciembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°551, que fija cargos a que se refieren los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2022.

Con fecha 20 de junio de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°442, que fija cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos, fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de julio de 2022.

Con fecha 21 de diciembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°898, que fija cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos fija los cargos por transmisión que rigen a contar del 1° de enero de 2023.

Con fecha 22 de junio de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°257 aprobó el informe técnico definitivo para la fijación de los cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos, que rigen a contar del 1° de julio de 2023.

Con fecha 21 de diciembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante la Resolución Exenta N°624 aprobó el informe técnico definitivo para la fijación de los cargos a que se refiere los artículos 115° y 116° de la Ley General de Servicios Eléctricos que rigen a contar del 1° de enero de 2023.

vii) Con fecha 21 de junio de 2019, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°379, que comunica el valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios que rigen a partir del 1° de julio de 2019, además, fija el factor de corte y reposición aplicable para el período comprendido entre el 1° de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2019, inclusive.

viii) Resolución Exenta que fija y comunica Cargo por Servicio Público.

Con fecha 18 de noviembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°434, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2020.

Con fecha 18 de noviembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°486, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2021.

Con fecha 18 de noviembre de 2022, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°841, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2022.

Con fecha 20 de noviembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía emitió la Resolución Exenta N°565, que fija el cargo por servicio público que rige a partir del 1° de diciembre de 2023.

c.2 Fijación Tarifas de Distribución 2020 - 2024

El 2 de mayo de 2022, por medio de la Resolución Exenta N°319 de la Comisión Nacional de Energía, se establece plazo de entrega del Informe Final Definitivo (tercera versión), a más tardar el día 5 de mayo de 2022. El día 4 de mayo de 2022 se recibe Informe Final Definitivo (tercera versión). El día 2 de junio, en sesión extraordinaria vigésima cuarta, el Comité al que se refiere el inciso décimo tercero del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, ha manifestado su conformidad con el estudio indicado.

El día 7 de junio de 2022, mediante Oficio Ordinario N°384 de la Comisión Nacional de Energía, se informa aprobación del "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – 2024". El 30 de junio de 2022 son enviadas por parte de las empresas participantes del proceso las observaciones al "Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – 2024". La CNE tiene un plazo de 40 días hábiles para revisar las observaciones y emitir un nuevo Informe Técnico.

El día 19 de agosto de 2022, mediante Oficio Ordinario N°546 de la Comisión Nacional de Energía, se solicita a las empresas de referencia informar antecedentes complementarios en el marco del proceso de determinación del Valor Agregado de Distribución periodo 2020-2024. El día 2 de septiembre de 2022, mediante Oficio Ordinario N°577 de la Comisión Nacional de Energía, extiende plazo para dar respuesta al Oficio Ordinario N°546/2022. El día 9 de septiembre se enviaron los antecedentes complementarios por parte de las empresas de referencia.

Con fecha 23 de diciembre de 2022, mediante Resolución Exenta N°908, la Comisión Nacional de Energía aprobó el Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio 2020 – noviembre 2024.

El día 5 de enero de 2023, mediante Oficio Ordinario N°15 de la Comisión Nacional de Energía, rectifica Resolución Exenta N°908 de 2022, a fin de que se aclare y corrijan las materias que se indican. Por lo anterior la CNE aclara que el plazo para presentar discrepancias por parte de los participantes y empresas concesionarias de distribución ante el Honorable Panel de Expertos vence el 19 de enero 2023.

El día 19 de enero de 2023 se presentaron las discrepancias al Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución por parte de los participantes y usuarios e instituciones interesadas ante el Panel de Expertos, el cual dispone de 30 días hábiles contados desde la Audiencia para emitir su Dictamen.

El día 26 de enero de 2023, el Panel de Expertos comunica Informe de admisibilidad de las discrepancias presentadas al Informe Técnico del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución y el día 8 de febrero de 2023 se realizó la Audiencia Pública.

El día 20 de marzo de 2023, el Panel de Expertos informa ampliación de plazo para emitir dictamen, de acuerdo con el artículo 34 inciso final del Decreto N°44 publicado en el año 2018, el cual dispone que el Panel de Expertos de oficio podrá ampliar el plazo del dictamen hasta por la mitad del plazo original, en este caso correspondería a 15 días hábiles adicionales.

El día 25 de abril de 2023, el Panel de Expertos emitió Dictamen de la Discrepancia presentada por Enel Distribución Chile S.A.

El día 5 de octubre de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°465, aprobó el Informe Técnico Definitivo del Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2020 – noviembre 2024, conforme a lo dispuesto en el inciso vigésimo tercero del artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El día 29 de noviembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta N°574, que aprueba el Informe Técnico Preliminar de propuesta de fórmulas tarifarias para concesionarias de servicio público de distribución, cuatrienio noviembre 2020- noviembre 2024. El informe recoge los aspectos y consideraciones técnicas que sustentan la propuesta de fórmulas tarifarias aplicables a concesionarios de servicio público de distribución correspondiente al cuatrienio noviembre de 2020 - noviembre de 2024. Actualmente, dado que este proceso se encuentra en desarrollo, las tarifas que están siendo aplicadas hasta hoy corresponden a aquellas fijadas en el proceso tarifario 2016 – 2020.

Actualmente, dado que este proceso se encuentra en desarrollo, las tarifas que están siendo aplicadas hasta hoy corresponden a aquellas fijadas en el proceso tarifario 2016 - 2020.



c.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución 2020 - 2024

De acuerdo a la legislación, una nueva fijación de precios de los Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica será realizada con ocasión del proceso de Fijación de Tarifas de Distribución 2020-2024. Dado que el proceso antes mencionado aún no concluye, se mantiene las tarifas fijadas mediante Decreto N°13T/2018.

Sin perjuicio de lo anterior, el día 30 de junio de 2023, mediante Oficio Ordinario N°433/2023 la Comisión Nacional de Energía comunica a las instituciones y usuarios interesados el Informe Final de Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución. Con fecha 21 de julio de 2023, se venció el plazo para el envío de las observaciones al Informe Final “Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución eléctrica (SSAA)” y anexos.

c.4 Fijación Tarifas de Distribución 2024 – 2028

El día 10 de mayo de 2022, la CNE somete a Consulta Pública la fijación de Áreas Típicas para el cálculo de componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, establecidas en el informe contenido en la Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022.

Mediante Resolución Exenta N°432 de fecha 13 de junio de 2022, la CNE establece las normas necesarias para la adecuada implementación del Registro de Participación Ciudadana a que se refiere el artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Mediante Resolución Exenta N°490 de fecha 30 de junio de 2022, la CNE fija Áreas Típicas para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución 2024 – 2028, y deja sin efecto Resolución Exenta N°330, de 4 de mayo de 2022 de la CNE.

Mediante Resolución Exenta N°678 de fecha 29 de agosto de 2022, la CNE Aprueba y comunica Bases Técnicas Preliminares para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. El día 28 de septiembre fueron enviadas las observaciones de las Bases Técnicas Preliminares.

Mediante Resolución Exenta N°29 de fecha 20 de enero de 2022, la CNE Aprueba y comunica Bases Técnicas Corregidas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”.

El día 3 de febrero de 2023 se presentaron las discrepancias a las Bases Técnicas Corregidas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución” por parte de los participantes y usuarios e instituciones interesadas ante el Panel de Expertos, el cual dispone de 30 días hábiles contados desde la Audiencia para emitir su Dictamen.

El día 9 de febrero de 2023, el Panel de Expertos comunica Informe de admisibilidad de las discrepancias presentadas a las Bases Técnicas Corregidas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. El día 3 de marzo de 2023 se realizó la Audiencia Pública.

El día 23 de marzo de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°2 llama a licitación pública y aprueba Bases Administrativas y Anexos, para la contratación del estudio denominado “Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028” y “Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica”.

El día 10 de mayo de 2023, el Panel de Expertos comunica su Dictamen de las Discrepancias sobre las Bases Técnicas Corregidas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, Cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de Costos de los Servicios no consistentes en Suministros de Energía, asociados a la Distribución Eléctrica”.

El día 29 de mayo de 2023, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°221 aprueba Bases Técnicas Definitivas para el “Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la Distribución Eléctrica”. Ese mismo día, la Comisión Nacional de Energía mediante Resolución Exenta N°222 formaliza las Bases Técnicas y Administrativas definitivas de conformidad a lo dispuesto en el inciso duodécimo del artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

El día 20 de junio de 2023, mediante Resolución Exenta N°263, la Comisión Nacional de Energía modifica plazos de entrega de antecedentes establecidos en las Bases Técnicas Definitivas para el “Cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución, cuatrienio noviembre 2024-2028” y del “Estudio de costos de los servicios no consistentes en suministro de energía, asociados a la distribución eléctrica”, aprobadas mediante Resolución Exenta N°221, de 29 de mayo de 2023. El día 3 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N°344, la Comisión Nacional de Energía nuevamente modifica plazo de entrega de antecedentes en cuestión, otorgando hasta el 1 de septiembre de 2023 el plazo para enviar los antecedentes de información de las empresas de referencia de las respectivas Áreas Típicas relacionadas con el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución de acuerdo a lo establecido en las Bases Técnicas y Administrativas.

El día 14 de noviembre de 2023, mediante Resolución Exenta N° 535, la Comisión Nacional de Energía establece procedimiento para la constitución y funcionamiento del comité del estudio de costos establecido en el inciso 13° del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, cuatrienio 2024-2028.

El día 21 de diciembre de 2023, mediante Resolución Exenta N°634, la Comisión Nacional de Energía designa a las empresas concesionarias de distribución que formarán parte del comité del estudio de costos a que se refiere el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos.

c.5 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

Bajo la nueva ley de licitaciones, las distribuidoras han desarrollado cuatro procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02, Licitación de Suministro 2017/01 y Licitación de Suministro 2021/01. Este último, que contempla como período de suministro los años 2026-2040 y un volumen de 2.310 GWh/año, finalizó el 7 de septiembre de 2021 con un precio promedio de adjudicación de US\$23,78 por MWh.

Licitación 2022

El 25 de marzo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°196, realizó el llamado a inscripción en el registro de instituciones y usuarios interesados para realizar observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones de suministro para clientes sometidos a regulación de precios, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 6 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°419 comunicó la constitución del Registro de instituciones y usuarios interesados que podrán realizar observaciones al informe preliminar de licitaciones.

El 8 de febrero de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°83 aprobó las Bases Definitivas de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2022/01, el cual fue modificado mediante Decreto N°322 publicado el martes 2 de mayo de 2022. A su vez el día 2 de mayo de 2022, la CNE mediante Resolución Exenta N°321 aprobó respuestas a consultas a las Bases de Licitación de Suministro 2022/01.

Con fecha 28 de junio de 2022, la CNE mediante Resolución exenta N°474 aprueba circular Aclaratoria N°2, del proceso "Licitación de Suministro 2022/01", el cual comunica a los interesados la fecha de presentación de propuestas para el día viernes 1 de julio de 2022 y el lugar definido para su realización, junto a información del proceso.



El día viernes 1 de julio del 2022 se realizó la presentación de oferentes para la subasta de 5.250 GWh-año de energía, que abastecerá a los clientes regulados a partir del año 2027. Se presentaron 15 ofertas en total de empresas generadoras nacionales y extranjeras. El día 18 de julio se realizó la presentación de enmiendas y rectificaciones a las Ofertas Administrativas, las cuales fueron evaluadas el día 19 de julio. El día 21 de julio, se efectuó la Apertura e Inspección de las Ofertas Económicas.

Con fecha 22 de julio de 2022, mediante Resolución Exenta N°559, la CNE comunica a los proponentes la realización del mecanismo de Subasta establecida en la Segunda Etapa de adjudicación del proceso "Licitación de Suministro 2022/01" y define sus condiciones. Con fecha 30 de julio de 2022, se realizó la apertura de ofertas económicas para la segunda etapa de la subasta. El día 1 de agosto se adjudicó las ofertas económicas de la primera y segunda etapa para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios. Los adjudicatarios del proceso 2022/01 finalmente fueron Zapaleri SpA, compañía perteneciente al grupo Canadian Solar, por un total de 126 GWh/año a un precio de 38,359 US\$/MWh y la empresa FRV Development Chile I SpA, de la española Fotowatio Renewable Ventures (FRV), por un total de 651 GWh/año a 37,190 US\$/MWh. Lo anterior constituye la adjudicación de 777 GWh/año, aproximadamente un 15% de la energía licitada, a un precio medio de 37,38 US\$/MWh.

Con fecha 2 de agosto de 2022, mediante Resolución Exenta N°604 se aprobó el Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos. El informe prevé la necesidad de contar con nuevos contratos de suministro licitados para 2028, incluidos los volúmenes de corto plazo que se liciten con inicio en 2027, por un volumen de 5.908 GWh.

Con fecha 17 de octubre de 2022, mediante Resolución Exenta N°783 se aprobó respuesta a observaciones del Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en los términos que se indica.

Con fecha 17 de octubre de 2022, mediante Resolución Exenta N°784 se aprobó Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Licitación 2023

Con fecha 28 de marzo de 2023, la CNE mediante Resolución Exenta N°121, realizó el llamado a inscripción en el registro de instituciones y usuarios interesados para realizar observaciones técnicas al informe preliminar de licitaciones de suministro para clientes sometidos a regulación de precios, conforme a lo dispuesto en el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 19 de mayo de 2023, mediante Resolución Exenta N°205, la CNE aprueba Bases Preliminares de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación de Suministro 2023/01.

Con fecha 2 de junio de 2023, mediante Resolución Exenta N°232, la CNE comunicó la constitución del Registro de instituciones y usuarios interesados que podrán realizar observaciones de carácter técnico al informe preliminar de licitaciones del año 2023.

Con fecha 7 de julio de 2023, mediante Resolución Exenta N°284, la CNE aprueba Bases Definitivas de Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Energía y Potencia Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios, Licitación Suministro 2023/01.

Con fecha 18 de agosto de 2023, mediante Resolución Exenta N°381, la CNE Aprueba Informe Preliminar de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 13 de octubre de 2023, mediante Resolución Exenta N°484, la CNE aprueba respuestas a observaciones al informe de licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 13 de octubre de 2023, mediante Resolución Exenta N°485, la CNE aprueba Informe Final de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Con fecha 8 de enero de 2024, mediante Resolución Exenta N°02, la CNE aprueba Informe Definitivo de Licitaciones, a que se refiere el artículo 131° ter de la Ley General de Servicios Eléctricos.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Efectivo en caja	1.000	1.000
Saldos en bancos	166	842
Total	1.166	1.842

No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	Saldo al	
		31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	CLP	1.166	1.842
Total	Total	1.166	1.842

c) Conciliación de Efectivo y Equivalentes al Efectivo presentados en el balance con el Efectivo y Equivalentes al Efectivo en el Estado de Flujo de Efectivo.

Conciliación de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.166	1.842
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.166	1.842

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 31 de diciembre 2023 y 2022.

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2023 M\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo			Saldo al 31-12-2023 M\$
		Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses M\$	Total M\$	Costos financieros M\$	Nuevos arrendamientos financieros M\$	Otros cambios M\$	
Préstamos de empresas relacionadas	5.731.456	13.345.016	(13.712.517)	(694.698)	(1.062.199)	684.652	-	-	5.353.909
Total	5.731.456	13.345.016	(13.712.517)	(694.698)	(1.062.199)	684.652	-	-	5.353.909

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2022 M\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo			Saldo al 31-12-2022 M\$
		Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses M\$	Total M\$	Costos financieros M\$	Nuevos arrendamientos financieros M\$	Otros cambios M\$	
Préstamos de empresas relacionadas	5.731.456	17.224.495	(11.546.417)	(308.581)	5.369.497	365.917	-	-	11.466.870
Total	5.731.456	17.224.495	(11.546.417)	(308.581)	5.369.497	365.917	-	-	11.466.870



6. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, CORRIENTE Y NO CORRIENTE

La composición de Otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Otros activos no financieros	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$	M\$	M\$
	Corriente		No Corriente	
Subsidios por Cobrar Isapres	6.100	6.103	-	-
Cauciones de garantías (*)	-	-	-	15.006
Crédito fiscal IVA	-	293.361	-	-
Otros	11.276	-	-	-
Total	17.376	299.464	-	15.006

(*) Corresponde a garantía entregada para seguir el proceso judicial en tribunales ordinarios.

7. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corriente, Bruto	Saldo al			
	31-12-2023		31-12-2022	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar corrientes, Bruto	17.685.213	787.133	16.177.619	3.911
Cuentas comerciales, bruto (*)	17.531.762	784.708	15.932.082	-
Otras cuentas por cobrar, bruto (**)	153.451	2.425	245.537	3.911

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corrientes, Neto	Saldo al			
	31-12-2023		31-12-2022	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	10.782.370	787.133	7.854.331	3.911
Cuentas comerciales, neto (*)	10.681.566	784.708	7.661.440	-
Otras cuentas por cobrar, neto (**)	100.804	2.425	192.891	3.911

(*) La composición de este rubro corresponde principalmente a ventas de energía a clientes finales correspondientes al sector residencial y comercial.

La Sociedad no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

(**) La composición de las otras cuentas por cobrar neto al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Otras cuentas por cobrar, neto	Saldo al			
	31-12-2023		31-12-2022	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Cuentas por cobrar al personal	21.806	2.425	26.837	3.911
Registro de IVA (provisiones de facturas)	1.393	-	165.222	-
Cuentas por cobrar Recaudación	76.773	-	-	-
Provisión regularización base comercial y cliente	832	-	832	-
Total	100.804	2.425	192.891	3.911



- b) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el análisis de cuentas comerciales por cobrar que se encuentran vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado pérdidas por deterioro, es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deteriorados	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	1.012.627	195.391
Con antigüedad entre tres y seis meses	269.852	19.468
Con antigüedad entre seis y doce meses	303.871	33.725
Con antigüedad mayor a doce meses	2.639.906	2.093.780
Total	4.226.256	2.342.364

Estos saldos corresponden a cuentas por cobrar vencidas no deterioradas y a la porción no afecta a provisión de otras cuentas por cobrar vencidas.

- c) Los movimientos en la provisión de deudores fueron los siguientes:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 01 de enero de 2022	6.733.176
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	1.590.112
Saldo al 31 de diciembre de 2022	8.323.288
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(1.420.445)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	6.902.843

- d) Información Adicional:

Información adicional estadística requerida por Oficio Circular N° 715 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, de fecha 3 de febrero de 2012. (ver Anexo N°2).

Información adicional requerida en Oficio ordinario N°30.202 de fecha 17 de noviembre de 2014 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (ver Anexo N°6).

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

Las transacciones con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

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

- a.) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo	
							Corrientes	
							31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Servicios Recaudación	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	753.952	718.009
	Total						753.952	718.009



b.) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo	
							Corrientes	
							31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Energía	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	2.076.505	885.746
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Otros servicios (*)	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Materiales	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	111.896	22.311
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Management Fee	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	21.268	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	5.353.909	5.731.456
Total							7.563.578	6.639.513

(*) Los Otros servicios con Enel Distribución Chile S.A corresponden a servicios relacionados a la gestión de materiales y servicios de gestión de demanda respectivamente.

c.) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	País	Saldo al	
					31-12-2023	31-12-2022
					M\$	M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Energía	Matriz	Chile	(11.673.466)	(11.294.252)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Materiales	Matriz	Chile	(149.134)	(154.432)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Venta de Energía	Matriz	Chile	-	48.702
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Gastos Financieros	Matriz Común	Chile	(684.652)	(365.917)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Ingresos Financieros	Matriz Común	Chile	-	268
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios Administrativos	Matriz Común	Chile	(212.877)	(196.152)
Total					(12.720.129)	(11.961.783)

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Enel Colina S.A. y otras subsidiarias del Grupo Enel Chile, a través de un Contrato de Caja Centralizada que opera a contar del segundo semestre de 2018, mediante el cual financia los déficits de caja de sus filiales o consolida los excedentes de caja de éstas. Estas cuentas pueden tener un saldo deudor o acreedor y son de corto plazo prepagables, cuya tasa de interés es variable y representa las condiciones de mercado. Para reflejar dichas condiciones de mercado, las tasas de interés se revisan periódicamente a través de un procedimiento de actualización aprobado por los Directorios de las empresas involucradas. Anterior a la entrada en vigencia del Contrato de Caja Centralizada antes Contrato de Cuenta Corriente Mercantil, Enel Distribución Chile S.A. y Empresa Eléctrica de Colina Ltda. tenían un Contrato de Cuenta Corriente Mercantil, mediante el cual podían entregarse préstamos intercompañía mutuamente.

Al 31 de diciembre de 2023, Enel Colina S.A. presenta fondos transferidos, producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. generados por el Contrato de Caja Centralizada, por M\$13.712.517, (M\$11.546.417 en 2022), esta transacción devengó intereses a una tasa TAB -0,18% anual, y presenta fondos recibidos de Enel Chile S.A. por M\$13.345.016, (M\$17.224.495 en 2022) devengando intereses a una tasa TAB + 1,44% anual.



9. DIRECTORIO Y PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA.

Enel Colina S.A. es administrada por un Directorio compuesto de tres miembros elegidos por la Junta de Accionistas.

El Directorio durará un periodo de tres años, al término del cual deberá renovarse totalmente, pudiendo sus miembros ser reelegidos en forma indefinida. Los directores podrán ser o no accionistas de la Sociedad.

El directorio no será remunerado.

El directorio vigente es:

Rut	Nombre	Cargo
7.081.728-4	Rodrigo Arévalo Cid (2)	Presidente Directorio
12.498.491-2	Mauricio Daza Espinoza (2)	Presidente Directorio
13.020.441-4	Carlos Morales Rojas (3)	Director
15.313.919-9	Pablo Jofré Utreras (3)	Director
13.535.122-9	Rodrigo Vargas Gómez (1)	Director
13.067.381-3	Francisco Evans Miranda (1)	Director

- (1) El Sr. Rodrigo Vargas Gómez presentó su renuncia al cargo con fecha 28 de febrero de 2022, asumiendo Francisco Evans Miranda a partir del 1 de abril de 2022.
- (2) El Sr. Rodrigo Arevalo Cid presentó su renuncia al cargo con fecha 27 de febrero de 2023, asumiendo Mauricio Daza Espinoza a partir del 27 de febrero de 2023.
- (3) El Sr. Carlos Morales Rojas presentó su renuncia al cargo con fecha 27 de febrero de 2023, asumiendo Pablo Jofre Utreras a partir del 27 de febrero de 2023.

9.1. Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores.

9.2. Garantías constituidas por la Sociedad a favor del Directorio.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3. Retribución del personal clave de la gerencia

Los miembros de la Gerencia no perciben remuneración por el ejercicio de sus funciones.

Rut	Nombre	Cargo
8.040.309-7	Juan Apablaza Jimenez (*)	Gerente General
23.663.548-1	Luis Fernando Roa Vargas (*)	Gerente General

- * El Sr. Juan Apablaza, presento su renuncia al cargo con fecha 31 de octubre de 2023, asumiendo Luis Fernando Roa Vargas como Gerente General a partir del 01 de diciembre de 2023.



10. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Clases de Inventarios por Conceptos	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Inventarios al valor neto realizable		
Materiales eléctricos	470.664	497.458
Total	470.664	497.458

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

11. ACTIVO Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Activos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Impuestos por recuperar	190.345	190.345
Total	190.345	190.345

12. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.

Otros pasivos no financieros corrientes corresponden a impuestos corrientes, cuya composición al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
IVA debito fiscal y otros impuestos corrientes	90.014	2.612
Total	90.014	2.612

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Activos Intangibles Neto	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Activos Intangibles, Neto	83.260	83.260
Servidumbre	83.260	83.260
Activos Intangibles Bruto	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Activos Intangibles, Bruto	211.539	211.539
Servidumbre	83.260	83.260
Programas Informáticos	128.279	128.279
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del V	(128.279)	(128.279)
Programas Informáticos	(128.279)	(128.279)

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios al 31 de diciembre de 2023 y 2022 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto M\$	Programas Informáticos, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo inicial al 01-01-2023	83.260	-	83.260
Movimientos en activos intangibles identificables			
Amortización	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	-	-
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2023	83.260	-	83.260

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto M\$	Programas Informáticos, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo inicial al 01-01-2022	83.260	-	83.260
Movimientos en activos intangibles identificables			
Amortización	-	-	-
Total movimientos	-	-	-
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2022	83.260	-	83.260

El valor neto de los intangibles al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Descripción	Valor Neto 31-12-2023	Valor Neto 31-12-2022	Plazo Vigencia	Plazo Residual
Servidumbres de Paso	83.260	83.260	Indefinido	-
Total	83.260	83.260		

Al 31 de diciembre de 2023, existen programas informáticos totalmente amortizados y en uso.

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	11.401.190	10.842.320
Construcción en Curso	2.067.014	1.089.606
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	217.208	225.134
Planta y Equipo	8.794.116	9.154.856
Instalaciones Fijas y Accesorios	261.716	311.588
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	14.616.397	13.638.989
Construcción en Curso	2.067.014	1.089.606
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	315.497	315.497
Planta y Equipo	11.508.536	11.508.536
Instalaciones Fijas y Accesorios	664.214	664.214
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.215.207)	(2.796.669)
Edificios	(98.289)	(90.363)
Planta y Equipo	(2.714.420)	(2.353.680)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(402.498)	(352.626)



A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo, al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Movimiento año 2023	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Otros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2023	1.089.606	61.136	225.134	9.154.856	311.588	10.842.320
Movimientos						
Adiciones	977.408	-	-	-	-	977.408
Gasto por depreciación	-	-	(7.926)	(360.740)	(49.872)	(418.538)
Otros incrementos (decrementos)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	977.408	-	(7.926)	(360.740)	(49.872)	558.870
Saldo al 31 de Diciembre de 2023	2.067.014	61.136	217.208	8.794.116	261.716	11.401.190

Movimiento año 2022	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2022	848.137	61.136	233.059	8.811.619	361.806	10.315.757
Movimientos						
Adiciones	920.391	-	-	-	-	920.391
Traspasos	-	-	(7.925)	(335.685)	(50.218)	(393.828)
Otros incrementos (decrementos)	(678.922)	-	-	678.922	-	-
Total movimientos	241.469	-	(7.925)	343.237	(50.218)	526.563
Saldo al 31 de diciembre de 2022	1.089.606	61.136	225.134	9.154.856	311.588	10.842.320

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto.

a) Principales inversiones

Las inversiones corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio, de acuerdo a la reglamentación vigente y al crecimiento de la demanda eléctrica.

b) Costos capitalizados

Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$34.394 y M\$55.239, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

c) Vidas Útiles

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

Clases de propiedades, planta y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	60
Planta y Equipo	6 - 60
Instalaciones Fijas y Accesorios	10

Adicionalmente, para más información, a continuación, se presenta una mayor apertura para la clase Planta y Equipo:

Instalaciones de transporte y distribución:	Intervalo de años de vida útil estimada
Red de baja y media tensión	10 - 50
Equipos de medida y telecontrol	10 - 50
Otras instalaciones	6 - 25

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

Al 31 de diciembre de 2023, existen propiedades, planta y equipo totalmente depreciados y en uso por M\$110.517 (M\$110.158 al 31 de diciembre de 2022).

Al 31 de diciembre de 2023, no existen propiedades planta y equipo que hayan sufrido pérdida por deterioro de valor.

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

15. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a.) Los movimientos de los rubros de “Impuestos Diferidos” del Estado de Situación Financiera por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022 son los siguientes:

	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de Enero de 2023	Movimientos		Saldo Neto al 31 de diciembre de 2023	Saldo al 31 de diciembre de 2023	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de activos (Pasivos Netos relativos a:	Amortización fiscal acelerada de activos	(319.710)	114.068	-	(205.642)	-	(205.642)
	Perdidas Fiscales (*)	1.604.357	94.136	-	1.698.493	1.698.493	-
	Provisiones	37.395	(540.770)	(409)	(503.784)	97.028	(600.812)
	Pensiones	(1.024)	-	(409)	(1.433)	-	(1.433)
	Provisión Cuentas Recursos Humanos	189.852	12.807	-	202.659	202.659	-
	Provisión Cuentas Incobrables	(123.262)	-	-	(123.262)	(123.262)	-
	Otras Provisiones de Pasivo	(53.064)	(546.315)	-	(599.379)	-	(599.379)
	Otros diferidos de activo	24.893	(7.262)	-	17.631	17.631	-
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación		1.322.042	(332.566)	(409)	989.067	1.795.521	(806.454)
Compensación						(806.454)	806.454
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación		1.322.042			989.067	989.067	-

	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de Enero de 2022	Movimientos		Saldo Neto al 31 de diciembre de 2022	Saldo al 31 de diciembre de 2022	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de activos y pasivos Netos relativos a:	Amortización fiscal acelerada de activos	(549.800)	230.090	-	(319.710)	-	(319.710)
	Perdidas Fiscales (*)	1.023.627	590.730	-	1.604.357	1.604.357	-
	Provisiones	83.129	(47.387)	1.653	37.395	38.419	(1.024)
	Pensiones	(1.024)	(1.653)	1.653	(1.024)	-	1.024
	Provisión Cuentas Recursos Humanos	196.060	(6.208)	-	189.852	189.852	-
	Provisión Cuentas Incobrables	(112.786)	(10.476)	-	(123.262)	(123.262)	-
	Otras Provisiones de Pasivo	-	(53.064)	-	(53.064)	(53.064)	-
	Otros diferidos de activos	-	24.893	-	24.893	24.893	-
Otras Provisiones	879	(879)	-	-	-	-	
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación		(466.671)	763.433	1.653	1.322.042	1.642.776	(320.734)
Compensación						(320.734)	320.734
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación		(466.671)			1.322.042	1.322.042	-

(*) Corresponde a castigos tributario de deudores comerciales.

b.) Compensación de partidas.

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades gravadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas.



c.) Cambio de Tasa.

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.780, que introdujo modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada Ley estableció la sustitución del sistema tributario, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley estableció un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2014 dicho impuesto se incrementó a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Enel Colina S.A. aplica a la fecha el sistema parcialmente integrado.

16. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Enel Colina S.A. está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.
- Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.
- Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

16.1 Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones de la Sociedad y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Al cierre de diciembre de 2023, no existen partidas que estén expuestas al riesgo antes citado.

16.2 Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Colina S.A. contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$, o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Al 31 de diciembre 2023 no existe exposición a este riesgo, ya que la Sociedad no posee activos y pasivos en moneda extranjera.

16.3 Riesgo de liquidez.

Enel Colina S.A. puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias con la Sociedad Holding Enel Chile S.A., por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2023, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$ 1.166, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2022, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$ 1.842, en efectivo y otros medios equivalentes.

16.4 Riesgo de crédito.

Enel Colina S.A. realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito. Además, en la administración y control de la deuda contraída por los clientes, se aplica un procedimiento formal para controlar el riesgo de crédito, a través de la evaluación sistemática de los clientes, tanto en el otorgamiento como en el seguimiento.

Cuentas por cobrar comerciales: En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Adicionalmente, existen medidas de seguimiento y control de carteras para todos los segmentos de la Compañía: *Corporate*, *Public Administration* y *Residential*, disponiendo de ejecutivos comerciales exclusivos para atención de clientes *Corporate* y *Public Administration*, con el objetivo de mitigar cualquier actividad que ponga en riesgo el no pago del cliente.

Activos de carácter financiero: Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificaciones investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

16.5 Medición del riesgo.

Enel Colina S.A. hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Sociedad, acotando así la volatilidad del estado de resultados.



17. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Detalle	Saldo al
	31 de diciembre de 2023
	Activos financieros medidos a costo amortizado M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	10.782.370
Cuentas comerciales por cobrar a entidades relacionadas	753.952
Total corriente	11.536.322
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	787.133
Total no corriente	787.133
Total	12.323.455

Detalle	Saldo al
	31 de diciembre de 2022
	Activos financieros medidos a costo amortizado M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7.854.331
Cuentas comerciales por cobrar a entidades relacionadas	718.009
Total corriente	8.572.340
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	3.911
Total no corriente	3.911
Total	8.576.251

El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Detalle	Saldo al	
	31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022
	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.735.662	1.710.445
Cuentas comerciales por pagar a entidades relacionadas	7.563.578	6.639.513
Total corriente	10.299.240	8.349.958
Total	10.299.240	8.349.958

Los instrumentos financieros no medidos a valor razonable incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, y pasivos financieros con empresas relacionadas. Debido a su naturaleza a corto plazo, el valor en libros de estos instrumentos financieros se aproxima a su valor razonable.

18. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
	Corrientes	
Acreeedores comerciales	2.609.180	1.631.953
Otras cuentas por pagar	126.482	78.492
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.735.662	1.710.445

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 16.3.

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
	Corrientes	
ACREEDORES COMERCIALES		
Proveedores por compra de energía	2.551.126	240.322
Cuentas por pagar bienes y servicios	58.054	1.391.631
Sub Total	2.609.180	1.631.953
OTRAS CUENTAS POR PAGAR		
Cuentas por pagar al personal	126.482	78.151
Otras cuentas por pagar	-	341
Sub Total	126.482	78.492
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.735.662	1.710.445

El detalle de los pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2023 y 2022, se expone en Anexo N°5.

19. PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

Provisiones	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$	M\$	M\$
	Corrientes		No corrientes	
Retiro Voluntario	180.851	180.851	-	-
Total	180.851	180.851	-	-

20. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

20.1 Aspectos Generales:

La Sociedad otorga un plan de beneficios post empleo bien a todos o una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la Nota N°3. g.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de 5 años.



20.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Detalle	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Obligaciones post empleo no corriente		
Indemnización por años de servicios	27.131	69.987
Total Obligaciones Post empleo, neto	27.131	69.987

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

Valor presente de las Obligaciones post empleo y similares	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2022	59.674
Costo del Servicio Corriente.	1.022
Costo por Intereses.	3.169
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	774
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	5.348
Contribuciones pagadas	-
Saldo al 31 de diciembre de 2022	69.987
Costo del Servicio Corriente.	1.331
Costo por Intereses.	3.586
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	206
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(1.723)
Contribuciones pagadas	(46.256)
Valor Presente de las Obligaciones post empleo y similares al 31 de diciembre de 2023	27.131

- c) Los montos registrados en los resultados integrales de las operaciones al 31 de diciembre de 2023 y 2022 son los siguientes:

Total Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.331	1.022
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.586	3.169
Total gasto reconocido en el estado de resultados	4.917	4.191
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(1.516)	6.122
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	3.401	10.313

20.3 Otras revelaciones

Hipótesis actuariales

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Hipótesis Actuariales Principales Utilizadas en Planes de Beneficios Definidos	Chile	
	31-12-2023	31-12-2022
Tasas de descuento utilizadas	5,31%	5,4%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,8%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de Rotación	6,30%	7,5%

Sensibilización

Al 31 de diciembre de 2023, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$2.223 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$2.372 en caso de una baja de la tasa.

Desembolsos futuros

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en el presente año ascienden a M\$2.311.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad corresponde a 6 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	2.311
2	2.260
3	2.051
4	1.522
5	1.529
6 a 10	9.791

21. PATRIMONIO.

21.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 el capital social de Enel Colina S.A. asciende a la suma de M\$82.222, el cual se encuentra a esa fecha totalmente suscrito y pagado.

21.1.2 Gestión del capital

El objetivo de la Sociedad es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus socios y manteniendo una sólida posición financiera.

21.1.3 Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2023 M\$	Movimientos 2023 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2023 M\$
Otras reservas varias (*)	105.655	-	105.655
TOTAL	105.655	-	105.655

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2022 M\$	Movimientos 2022 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2022 M\$
Otras reservas varias (*)	105.655	-	105.655
TOTAL	105.655	-	105.655

(*) Otras reservas varias en el patrimonio: Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:



- (i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado-acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- (ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “Adopción por primera vez”).

22. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
Ventas de energía	15.783.401	14.972.479
Venta de electricidad Residencial	10.951.023	11.386.929
Venta de electricidad Comercial	2.533.922	1.949.171
Venta de electricidad Industrial	311.272	311.272
Otros Consumidores	1.987.184	1.325.107
Otras ventas	7	-
Ventas de productos y servicios	7	-
Otras prestaciones de servicios	474.992	312.562
Servicios de construcción de empalmes	217.241	113.095
Instalaciones específicas, redes y alumbrado público	195.484	61.205
Atención a clientes y otras prestaciones	62.267	138.262
Total Ingresos de actividades ordinarias	16.258.400	15.285.041
Otros Ingresos por naturaleza		
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	118.190	4
Ingreso por cancelación fuera de plazo de		912
Total Otros ingresos por naturaleza	118.190	916

La Sociedad reconoce sus ingresos de energía a lo largo del tiempo y los otros servicios son reconocidos en un punto en el tiempo.

23. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
Compras de energía	(12.630.925)	(12.622.002)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(477.304)	(714.157)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(13.108.229)	(13.336.159)

24. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de estas partidas al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(352.746)	(292.250)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.331)	(1.022)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(15.271)	(14.286)
Otros gastos de personal	(235.540)	-
Total	(604.888)	(307.558)

25. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
Depreciaciones	(418.538)	(393.828)
Subtotal	(418.538)	(393.828)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (*)	1.420.445	(1.590.112)
Total	1.001.907	(1.983.940)

(*) La pérdida corresponde a la provisión de deterioro de cuentas por cobrar (ver Nota N°7c).

26. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
	M\$	M\$
Reparaciones y conservación	(338.426)	(215.880)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(402.148)	(242.943)
Tributos y tasas	(59.086)	(54.840)
Gastos administrativos	(103.167)	(245.940)
Total otros gastos por naturaleza	(902.827)	(759.603)



27. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del resultado financiero al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Ingresos financieros empresas relacionadas	-	268
Intereses por mora	423.118	296.434
Interes por convenio y financiamiento	203	1.855
Total Ingresos Financieros	423.321	298.557

Costos financieros y Otros	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Costos Financieros	(1.245.715)	(369.169)
Obligaciones por beneficios post empleo	(3.586)	(3.168)
Gastos financieros empresas relacionadas	(684.652)	(365.917)
Otros costos financieros	(557.477)	(84)
Resultado por unidades de reajuste	11.613	51.759
Diferencias de cambio	-	-
Total Costos Financieros	(1.234.102)	(317.410)
Total Resultado Financiero	(810.781)	(18.853)

Los orígenes de los efectos en resultado por aplicación de unidades de reajuste es el siguiente:

Resultado por Unidades de Reajuste	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	11.613	51.809
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	(50)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	11.613	51.759

28. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados correspondientes, al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	-	(26.859)
Ingreso (Gasto) por Impuestos Corrientes, Neto, Total	-	(26.859)
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(332.566)	763.433
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(332.566)	763.433
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(332.566)	736.574

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	31-12-2023 M\$	31-12-2022 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTO	1.986.112	(1.064.917)
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(536.264)	287.528
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	-	(26.859)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	141.161	380.513
Corrección Monetaria Pérdida Tributaria de arrastre	77.009	158.516
Gastos rechazados no afectos al Art° 21	(14.269)	(46.456)
Otras diferencias permanentes	(203)	(16.668)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	203.698	449.046
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(332.566)	736.574

Conciliación de la tasa impositiva media efectiva y la tasa impositiva aplicable	31-12-2023	31-12-2022
Tasa Impositiva Legal	(27,00%)	(27,00%)
Gastos rechazados no afectos al Art° 21	(0,72%)	4,36%
Dividendos financieros	-	-
Efecto de la tasa impositiva de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	-	2,52%
Corrección monetaria pérdida tributaria de arrastre	3,88%	(14,89%)
Corrección monetaria tributaria (patrimonio)	7,11%	(35,73%)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	(0,01%)	1,57%
Diferencia de cambios de base y tasa impuestos diferidos resultado patrimonio	-	-
Total ajustes a la Tasa Impositiva aplicable	10,26%	(42,17%)
Tasa Impositiva Efectiva	(16,74%)	(69,17%)

29. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

La Sociedad opera en el segmento de distribución de energía eléctrica y sus otros ingresos representan aproximadamente el 3,6% y 2,1%, al 31 de diciembre de 2023 y 2022 respectivamente, del total de ingresos.

30. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS.

30.1 Litigios y arbitrajes

A la fecha de los estados financieros individuales la Sociedad mantiene el siguiente litigio:



31. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enel Colina S.A., al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es la siguiente:

Pais	31-12-2023		
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total
Chile	1	6	7
Total	1	6	7

Pais	31-12-2022		
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total
Chile	1	6	7
Total	1	6	7

32. SANCIONES.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Sociedad no ha sido afectada por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (CMF), o de otras autoridades administrativas.

33. MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad no ha realizado desembolsos relacionados con el medio ambiente al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

34. HECHOS POSTERIORES.

Entre el 1 de enero de 2024 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros, no se tiene conocimiento de hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y/o los resultados presentados.

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN ENEL COLINA S.A.

La Sociedad no presenta inversiones al cierre del ejercicio 2023.

ANEXO N°2 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012.

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Colina S.A.

a) Estratificación de la cartera.

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2023	Cartera al día	Morosidad 01-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad mayor a 181 días	Total Corrientes	Total No corrientes
Detalle	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales por cobrar bruto	6.650.038	1.113.000	418.666	9.350.059	17.531.763	784.708
Provisión deterioro	(194.729)	(100.373)	(148.813)	(6.406.282)	(6.850.197)	-
Otras cuentas por cobrar bruto	100.804	-	-	52.647	153.451	2.425
Provisión deterioro	-	-	-	(52.647)	(52.647)	-
Totales	6.556.113	1.012.627	269.853	2.943.777	10.782.370	787.133

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2022	Cartera al día	Morosidad 01-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad mayor a 181 días	Total Corrientes	Total No corrientes
Detalle	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales por cobrar bruto	5.478.585	233.138	33.918	10.186.441	15.932.082	-
Provisión de deterioro	(159.509)	(37.747)	(14.451)	(8.058.935)	(8.270.642)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	192.891	-	-	52.647	245.538	3.911
Provisión de deterioro	-	-	-	(52.647)	(52.647)	-
Totales	5.511.967	195.391	19.467	2.127.506	7.854.331	3.911

b) Resumen de estratificación de la cartera.

31 de diciembre de 2023						31 de diciembre de 2022							
Tramo de Morosidad	N° de clientes de cartera no repactada	Cartera no repactada Bruta M\$	N° de clientes cartera repactada bruta	Total Cartera repactada bruta M\$	Total Numero de clientes	Total Cartera bruta M\$	Tramo de Morosidad	N° de clientes de cartera no repactada	Cartera no repactada Bruta M\$	N° de clientes cartera repactada bruta	Total Cartera repactada bruta M\$	Total Numero de clientes	Total Cartera bruta M\$
Al día	20.944	7.301.746	356	133.001	21.300	7.434.747	Al día	6.450	5.369.013	17.646	109.572	24.096	5.478.585
Entre 1 y 30 días	6.087	566.677	124	11.564	6.211	578.241	Entre 1 y 30 días	616	17.359	34	354	650	17.713
Entre 31 y 60 días	1.768	274.659	36	5.605	1.804	280.264	Entre 31 y 60 días	365	107.231	26	2.188	391	109.420
Entre 61 y 90 días	485	249.404	10	5.090	495	254.494	Entre 61 y 90 días	700	103.885	29	2.120	729	106.005
Entre 91 y 120 días	234	83.794	5	1.710	239	85.494	Entre 91 y 120 días	375	24.385	27	498	402	24.883
Entre 121 y 150 días	235	242.338	5	4.946	240	247.284	Entre 121 y 150 días	364	8.435	21	172	385	8.607
Entre 151 y 180 días	139	84.169	3	1.718	142	85.887	Entre 151 y 180 días	1	420	63	9	64	428
Entre 181 y 210 días	82	40.921	2	835	84	41.756	Entre 181 y 210 días	-	-	-	-	-	-
Entre 211 y 250 días	197	170.701	4	3.484	201	174.185	Entre 211 y 250 días	499	23.078	27	471	526	23.549
Más de 251 días	3.069	8.951.436	63	182.682	3.132	9.134.118	Más de 251 días	11.675	9.959.635	1.207	203.258	12.882	10.162.893
Totales	33.240	17.965.835	608	350.635	33.848	18.316.470	Totales	21.045	15.613.440	19.080	318.642	40.125	15.932.082

c) Provisiones.

Provisiones	Saldo al	
	31-12-2023	31-12-2022
Provisión cartera no repactada	M\$ (1.545.055)	1.550.502
Provisión cartera repactada	M\$ 124.610	39.610
Total	M\$ (1.420.445)	1.590.112

c.1) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	31-12-2023		31-12-2022	
	Total detalle por tipo de operaciones, Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones, Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual
Número de operaciones	8.445	9.303	88	1.667
Monto de las operaciones	M\$ 677.647	(1.420.446)	367.447	1.590.112
Total	M\$ 677.647	(1.420.446)	367.447	1.590.112

**ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.**

La Sociedad no presenta activos y pasivos en moneda extranjera.

ANEXO N°4 DEUDORES COMERCIALES.

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Colina S.A.

La composición de los Deudores Comerciales al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

a) Deudores Comerciales	Saldo al 31 de diciembre de 2023												Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad 251-365 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$			
DISTRIBUCIÓN														
Cuentas Comerciales bruto	6.650.038	578.242	280.264	254.494	85.494	247.284	85.887	41.756	174.185	427.148	8.706.971	17.531.763	784.708	
-Clientes Masivos	6.650.038	578.242	280.264	254.494	85.494	247.284	85.887	41.756	174.185	427.148	8.706.971	17.531.763	784.708	
Provisión Deterioro	(194.729)	(14.629)	(31.334)	(54.411)	(24.785)	(88.488)	(35.540)	(29.284)	(122.652)	(187.281)	(6.067.063)	(6.850.196)	-	
Total	6.455.309	563.613	248.930	200.083	60.709	158.796	50.347	12.472	51.533	239.867	2.639.908	10.681.567	784.708	
Servicios No Facturados	4.418.724	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.418.724	-	
Servicios Facturados	2.231.314	578.242	280.264	254.494	85.494	247.284	85.887	41.756	174.185	427.148	8.706.970	13.113.038	784.708	
Total Deudores Comerciales Brutos	6.650.038	578.242	280.264	254.494	85.494	247.284	85.887	41.756	174.185	427.148	8.706.970	17.531.762	-	
Total Provisión Deterioro	(194.729)	(14.629)	(31.334)	(54.411)	(24.785)	(88.488)	(35.540)	(29.284)	(122.652)	(187.281)	(6.067.063)	(6.850.196)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	6.455.309	563.613	248.930	200.083	60.709	158.796	50.347	12.472	51.533	239.867	2.639.907	10.681.566	784.708	

a) Deudores Comerciales	Saldo al 31 de diciembre de 2022												Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad 251-365 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$			
DISTRIBUCIÓN														
Deudores Comerciales bruto	5.478.585	17.713	109.420	106.005	24.883	8.607	428	0	23.549	80.732	10.082.160	15.932.082	-	
-Clientes Masivos	5.478.585	17.713	109.420	106.005	24.883	8.607	428	0	23.549	80.732	10.082.160	15.932.082	-	
Provisión Deterioro	(159.508)	(529)	(12.223)	(24.995)	(9.785)	(4.404)	(262)	-	(15.268)	(55.287)	(7.988.380)	(8.270.642)	-	
Total	5.319.076	17.184	97.197	81.010	15.098	4.203	167	0	8.281	25.445	2.093.780	7.661.440	-	
Servicios No Facturados	3.866.567	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.866.567	-	
Servicios Facturados	1.612.018	17.713	109.420	106.005	24.883	8.607	428	0	23.549	80.732	10.082.160	12.065.515	-	
Total Deudores Comerciales Brutos	5.478.585	17.713	109.420	106.005	24.883	8.607	428	0	23.549	80.732	10.082.160	15.932.082	-	
Total Provisión Deterioro	(159.508)	(529)	(12.223)	(24.995)	(9.785)	(4.404)	(262)	-	(15.268)	(55.287)	(7.988.380)	(8.270.642)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	5.319.076	17.184	97.197	81.010	15.098	4.203	167	0	8.281	25.445	2.093.780	7.661.440	-	

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 225 letra k) de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en DFL N°4 del Ministerio de Economía, usuario o consumidor final es el "que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo". Producto de esto nuestra base clientes sólo responde a una agrupación de gestión, según la siguiente clasificación:

- Clientes Masivos

Deudores Comerciales	Saldo al 31 de diciembre de 2023											Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad Mayor a 251 días M\$			
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	6.517.037	566.677	274.659	249.404	83.784	242.338	84.169	40.921	170.701	8.951.436	17.181.126	788.208	
-Clientes Masivos	6.517.037	566.677	274.659	249.404	83.784	242.338	84.169	40.921	170.701	8.951.436	17.181.126	784.708	
número de Clientes no repactados	17.444	6.087	1.768	485	234	235	139	82	197	3.069	29.741	3.500	
Cartera repactada	6.517.037	566.677	274.659	249.404	83.784	242.338	84.169	40.921	170.701	8.951.436	17.181.126	788.208	
-Clientes Masivos	133.001	11.565	5.605	5.090	1.710	4.946	1.718	835	3.484	182.682	350.635	-	
número de Clientes repactados	356	124	36	10	5	5	3	2	4	63	607	-	
Total cartera bruta	6.650.038	578.242	280.264	254.494	85.494	247.284	85.887	41.756	174.185	9.134.118	17.531.762	788.208	

b) Tipo de cartera	Saldo al 31 de diciembre de 2022											Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad Mayor a 251 días M\$			
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	5.369.013	17.359	107.231	103.885	24.385	8.435	420	-	23.078	9.959.635	15.613.440	-	
-Clientes Masivos	5.369.013	17.359	107.231	103.885	24.385	8.435	420	-	23.078	9.959.635	15.613.440	-	
número de Clientes no repactados	6.450	616	365	700	375	364	1	-	499	11.675	21.045	-	
Cartera repactada	5.369.013	17.359	107.231	103.885	24.385	8.435	420	-	23.078	9.959.635	15.613.440	-	
-Clientes Masivos	109.572	354	2.188	2.120	498	172	9	-	471	203.258	318.642	-	
número de Clientes repactados	17.646	34	26	29	27	21	63	-	27	1.207	21.045	-	
Total cartera bruta	5.478.585	17.713	109.420	106.005	24.883	8.607	428	-	23.549	10.162.893	15.932.082	-	



ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES.

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Colina S.A.

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2023				31-12-2022			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	58.054	2.551.126	2.609.180	-	1.391.631	240.322	1.631.953
Total	-	58.054	2.551.126	2.609.180	-	1.391.631	240.322	1.631.953
Periodo promedio de pago cuentas al día		30	30		-	30	30	

Detalle de pagos a proveedores	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2023				31-12-2022			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Proveedores por compra de energía	-	-	2.551.126	2.551.126	-	-	240.322	240.322
Cuentas por pagar bienes y servicios	-	58.054	-	58.054	-	1.391.631	-	1.391.631
Total	-	58.054	2.551.126	2.609.180	-	1.391.631	240.322	1.631.953

ANEXO N°6 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE.

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Colina S.A.

ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA.

BALANCE	31-12-2023	31-12-2022
	Energía y Potencia M\$	Energía y Potencia M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	4.146.347	3.005.168
Total activo estimado	4.146.347	3.005.168
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	1.067.336	885.746
Total pasivo estimado	1.067.336	885.746

RESULTADO	31-12-2023	31-12-2022
	Energía y Potencia M\$	Energía y Potencia M\$
Ventas de energía terceros	4.137.621	3.187.668
Total ventas de energía	4.137.621	3.187.668
Compra energía relacionada	1.067.336	885.746
Total compra de energía	1.067.336	885.746



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

RESUMEN ECONÓMICO-FINANCIERO

Durante el ejercicio 2023, Enel Colina S.A. presentó ingresos por M\$16.376.590 lo que representa un aumento de M\$1.090.633 correspondiente a un 7,1% respecto al ejercicio 2022, obteniendo un margen de contribución de M\$3.268.361.

El resultado bruto de explotación fue de M\$1.795.040 lo que representa un aumento de M\$857.163 correspondiente a un 91,4%, respecto al ejercicio 2022.

El resultado obtenido por la sociedad al 31 de diciembre de 2023, es una ganancia de M\$1.653.600, que significa un aumento de M\$1.981.943 respecto al ejercicio anterior, en que se obtuvo una pérdida de M\$328.343, lo que se explica principalmente por (i) mayor resultado bruto de explotación por M\$857.163, y (ii) menores pérdidas por deterioro por la aplicación de NIIF 9 por M\$3.010.557, compensado por un menor resultado financiero por M\$791.927 y un mayor impuesto a renta por M\$1.069.140.

1. Principales Consideraciones Operacionales

El margen de contribución aumentó un 6,5% respecto al ejercicio 2022, alcanzando M\$3.268.361 que se explica principalmente por un aumento en las ventas físicas energía.

2. Principales Consideraciones No Operacionales

El resultado financiero aumento en M\$791.927 como consecuencia de (i) mayores gastos financieros por M\$876.546 producto de mayores intereses originados en la cuenta por pagar por caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile, y (ii) mayores ingresos financieros por unidades de reajuste por M\$40.145, todo lo anterior compensado por mayores ingresos financieros por intereses por mora a clientes por M\$124.764.

MERCADO EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA

Enel Colina S.A. distribuye energía eléctrica en el sector urbano de la comuna de Colina. Su área de concesión abarca 59,79 Km².

La zona de concesión de Enel Colina S.A. es abastecida en el nivel de 23 kV, a través de seis puntos de inyección de energía y potencia.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

I. ANÁLISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

RESUMEN FINANCIERO

La empresa no mantiene deuda con bancos e instituciones financieras a la fecha. Al cierre del ejercicio deuda financiera por concepto de caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile es de M\$5.353.909.

1.- Análisis del Estado de Resultados

El resultado obtenido por la sociedad al 31 de diciembre de 2023 es una ganancia de M\$1.653.600, que significa un aumento de M\$1.981.943 respecto al ejercicio anterior, en que se obtuvo una pérdida de M\$328.343.

La comparación y las variaciones en cada ítem del estado de resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Estado de Resultados M\$	dic-23	dic-22	Variación	%Variación
	M\$	M\$	Dic 23 - Dic 22 M\$	Dic 23 - Dic 22 M\$
INGRESOS	16.376.590	15.285.957	1.090.633	7,1%
Ventas	16.258.400	15.285.041	973.359	6,4%
Ventas de Energía	15.783.401	15.021.181	762.220	5,1%
Otras Ventas	474.999	263.860	211.139	80,0%
Otros Ingresos de Explotación	118.190	916	117.274	12802,8%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(13.108.229)	(13.189.909)	81.680	(0,6%)
Compras de Energía	(12.630.925)	(12.622.001)	(8.924)	0,1%
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(477.304)	(567.908)	90.604	(16,0%)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.268.361	2.096.048	1.172.313	6,5%
Trabajos para el Inmovilizado	34.394	55.239	(20.845)	(37,7%)
Gastos por beneficios a los empleados	(604.888)	(307.558)	(297.330)	96,7%
Otros Gastos por naturaleza	(902.827)	(905.852)	3.025	(0,3%)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.795.040	937.877	857.163	91,4%
Gastos por depreciación y amortización	(418.538)	(393.828)	(24.710)	6,3%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	1.420.445	(1.590.112)	3.010.557	(189,3%)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	2.796.947	(1.046.063)	3.843.010	(367,4%)
RESULTADO FINANCIERO	(810.781)	(18.854)	(791.927)	4200,3%
Ingresos Financieros	423.321	298.557	124.764	41,8%
Gastos Financieros	(1.245.715)	(369.169)	(876.546)	237,4%
Resultados por Unidades de Reajuste	11.613	51.758	(40.145)	(77,6%)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	1.986.166	(1.064.917)	3.051.083	(286,5%)
Impuesto Sobre Sociedades	(332.566)	736.574	(1.069.140)	(145,2%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	1.653.600	(328.343)	1.981.943	(603,6%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	1.653.600	(328.343)	1.981.943	(603,6%)
RESULTADO DEL PERÍODO	1.653.600	(328.343)	1.981.943	(603,6%)
Sociedad Dominante	1.653.600	(328.343)	1.981.943	(603,6%)



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

El resultado bruto de explotación presenta una variación positiva de M\$857.163, dicha variación se explica por los siguientes conceptos:

Ingresos por ventas de energía alcanzaron los M\$15.783.401, presentando un aumento de M\$762.220 equivalente a un 5,1%, principalmente por una mayor venta física de energía.

Compras de energía ascendieron a M\$12.630.925, presentando un aumento de M\$8.924 equivalente a un 0,1% explicado principalmente por una mayor compra física de energía.

Pérdida por deterioro alcanzó los M\$1.420.445 (positivos), presentando una disminución respecto al año anterior de M\$3.010.557, equivalente a un 189,3%, explicado por una menor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales, debido fundamentalmente a recuperación de deuda antigua de clientes, producto de reinicio de la actividad de corte de suministro por no pago.

El resultado financiero alcanzo M\$810.781, presentando un aumento en M\$791.927, equivalente a un 4.200,3%, pasando de una pérdida de M\$18.854 en el año 2022, a una pérdida de M\$810.781 en el ejercicio 2023, la variación se explica principalmente a (i) mayores gastos financieros por M\$876.546 producto de mayores intereses originados en la cuenta por pagar por caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile, (ii) menor resultado por Unidades de Reajuste por M\$40.145, todo lo anterior compensado por mayores ingresos financieros por interese por mora cobrados a clientes M\$124.764.

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades ascendió a M\$332.566 (pérdida) a diciembre 2023, lo que representa un mayor gasto por impuesto de M\$1.069.140 respecto del periodo anterior. Esta variación se explica principalmente por i) un mayor gasto por impuesto de Ch\$824.320 millones por mayores resultados de la compañía y por ii) una menor utilidad por impuesto de Ch\$321.400 millones por efectos de corrección monetaria.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

2. - Análisis del Balance General

Activos (miles de \$)	dic-23	dic-22	Variación	%Variación
			Dic 23 - Dic 22	Dic 23 - Dic 22
Activos Corrientes	12.215.873	9.561.449	2.654.424	27,8%
Activos No corrientes	13.260.650	12.266.539	994.111	8,1%
Total Activos	25.476.523	21.827.988	3.648.535	16,7%

Los activos totales de la Compañía presentan un aumento de M\$3.648.535 respecto al ejercicio anterior, esto se debe principalmente por:

- Aumento en los activos corrientes por M\$ 2.928.039, explicado principalmente por las cuentas por cobrar a clientes masivos, debido a una mayor deuda de energía.
- Aumento en los activos no corrientes principalmente por propiedades planta y equipo, debido a adiciones por construcciones en curso del ejercicio por M\$558.870

Pasivos (miles de \$)	dic-23	dic-22	Variación	%Variación
			Dic 23 - Dic 22	Dic 23 - Dic 22
Pasivos Corrientes	10.570.105	8.533.421	2.036.684	23,9%
Pasivos No Corrientes	27.131	69.987	(42.856)	(61,2%)
Patrimonio Neto	14.879.287	13.224.580	1.654.707	12,5%
Total Pasivos	25.476.523	21.827.988	3.648.535	16,7%

Los pasivos totales de la Compañía presentan un aumento de M\$3.648.535 respecto al ejercicio anterior, esto se debe principalmente por:

- Los pasivos corrientes aumentaron un M\$2.036.684 respecto a diciembre de 2022 equivalente a un aumento de un 23,9%, que se explica principalmente por una mayor cuenta por pagar por concepto de compra de energía con la sociedad Enel Distribución Chile por M\$1.190.759 y mayores cuentas por pagar por acreedores comerciales M\$977.227.
- El patrimonio, aumentó en M\$1.654.707 respecto a diciembre de 2022, que equivale a un 12,5% que se explica fundamentalmente por la ganancia obtenida en el ejercicio.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

Principales Indicadores:

Indicador		Unidad	dic-23	dic-22	Variación	%Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,16	1,12	0,04	3,6%
	Razón Acida (1)	Veces	1,16	1,12	0,04	3,6%
	Capital de Trabajo	M\$	1.645.768	1.028.028	617.740	60,1%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,71	0,65	0,06	9,2%
	Deuda Corto Plazo	%	1,00	0,99	0,01	1,0%
	Cobertura Gastos Financieros (2)	Veces	2.229.974,00	1.288.192,00	941.782,00	73,1%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio	%	11,11%	-2,48%	13,59%	(548,0%)
	Rentabilidad del Activo	%	6,49%	-1,50%	7,99%	(532,7%)

(1) Activo circulante neto de gastos anticipados

(2) Se utilizó RAIIDAIE dividido por gastos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2023 alcanza a 1,16 veces que muestra un aumento de 3,6% respecto al ejercicio anterior, esta variación se debe principalmente al aumento de las cuentas por cobrar en el corriente.

➤ La razón de endeudamiento se situó en 0,71 veces a diciembre 2023 lo que comparado con el ejercicio 2022 presenta una variación de 9,2% lo que se explica por mayor cuenta por pagar por concepto de compra de energía con la sociedad Enel Distribución Chile por M\$1.190.759 y mayores cuentas por pagar por acreedores comerciales M\$977.227.

Respecto al índice de rentabilidad del patrimonio alcanza a 11,11% que a diciembre del año anterior fue de -2,48%, este aumento de 548% se debe principalmente a una disminución en el resultado del ejercicio con respecto al año anterior.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



3. - Principales Flujos de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio, un flujo neto positivo de M\$1.166, el que está compuesto de la siguiente manera:

Flujo de Efectivo (miles de \$)	dic-23	dic-22	Variación Dic 23 - Dic 22	%Variación Dic 23 - Dic 22
de la Operación	1.958.124	(5.690.840)	7.648.964	(134,4%)
de Financiamiento	(1.062.199)	5.369.497	(6.431.696)	(119,8%)
de Inversión	(996.601)	320.470	(1.317.071)	(411,0%)
Flujo neto del ejercicio	1.166	1.842	(676)	(36,7%)

Las actividades de operación generaron un flujo neto positivo de M\$1.958.124, este flujo se explica fundamentalmente por cobros procedentes de las ventas de bienes y servicios por M\$ 16.776.162 compensado por pagos a proveedores por suministros de bienes y servicios por M\$14.307.063 y pagos a y por cuenta de los empleados por M\$595.714

La variación anual (positiva) por M\$7.648.964, se explica fundamentalmente por mayores cobros procedentes de las ventas de bienes y servicios por M\$2.653.004 y menores pagos a proveedores por suministros de bienes y servicios por M\$4.819.420

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de M\$996.601 originado principalmente por pago por compras de propiedades, planta y equipo.

La variación anual (negativa) por M\$1.317.071, se explica fundamentalmente por menores fondos recibidos por concepto de caja centralizada de la controladora de la matriz Enel Chile S.A.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de M\$1.062.199 originado por pagos por concepto de caja centralizada con la controladora de la matriz Enel Chile S.A.

La variación anual (negativa) por M\$6.431.696, se explica fundamentalmente por pagos de préstamos por fondos recibidos por concepto de caja centralizada con la controladora de la matriz Enel Chile S.A.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE ENEL COLINA S.A.

Enel Colina S.A. está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.

Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.

Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.

Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

Riesgo de tipo de cambio.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones de la Sociedad y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

La estructura comparativa de deuda financiera de Enel Colina S.A según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, es la siguiente:

Posición bruta:

	31-12-2023	31-12-2022
	%	%
Tasa de interés fija	33%	33%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés.

ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio corresponden, fundamentalmente, con las siguientes transacciones:

- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Colina S.A. contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$, o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Al 31 de diciembre 2023 no existe exposición a este riesgo ya que la Sociedad no posee activos y pasivos en moneda extranjera.

Riesgo de liquidez.

Enel Colina S.A. puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias con la Sociedad Holding Enel Chile S.A., por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2023, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$1.166, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2022, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$1.842, en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito.

Enel Colina S.A. realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito. Además, en la administración y control de la deuda contraída por los clientes, se aplica un procedimiento formal para controlar el riesgo de crédito, a través de la evaluación sistemática de los clientes, tanto en el otorgamiento como en el seguimiento.

Cuentas por cobrar comerciales: En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial de distribución, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente. Adicionalmente, existen medidas de seguimiento y control de carteras para todos los segmentos de la Compañía: Corporate, Public Administration y Residential, disponiendo de ejecutivos comerciales exclusivos para atención de clientes Corporate y Public Administration, con el objetivo de mitigar cualquier actividad que ponga en riesgo el no pago del cliente.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

Activos de carácter financiero: Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea con límites establecidos para cada entidad.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificaciones investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

Medición del riesgo.

Enel Colina S.A. hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

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 de 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 la sociedad espera utilizarlos. La vida útil se revisa periódicamente.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corriente y no corriente. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que habitualmente 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 Nota N°3 de los Estados Financieros.





DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Los directores de Enel Colina S.A. y su gerente general, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente memoria anual, en cumplimiento de las normas de carácter general N°30 del 10 de noviembre de 1989 y N°346 del 3 de mayo de 2013, emitidas por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

PRESIDENTE

Mauricio Daza Espinoza

Rut: 12.498.491-2

DIRECTOR

Francisco Evans Miranda

Rut: 13.067.381-3

DIRECTOR

Pablo Jofré Utreras

Rut: 15.313.919-9

GERENTE GENERAL

Luis Roa Vargas

Rut: 23.663.548-1



enel