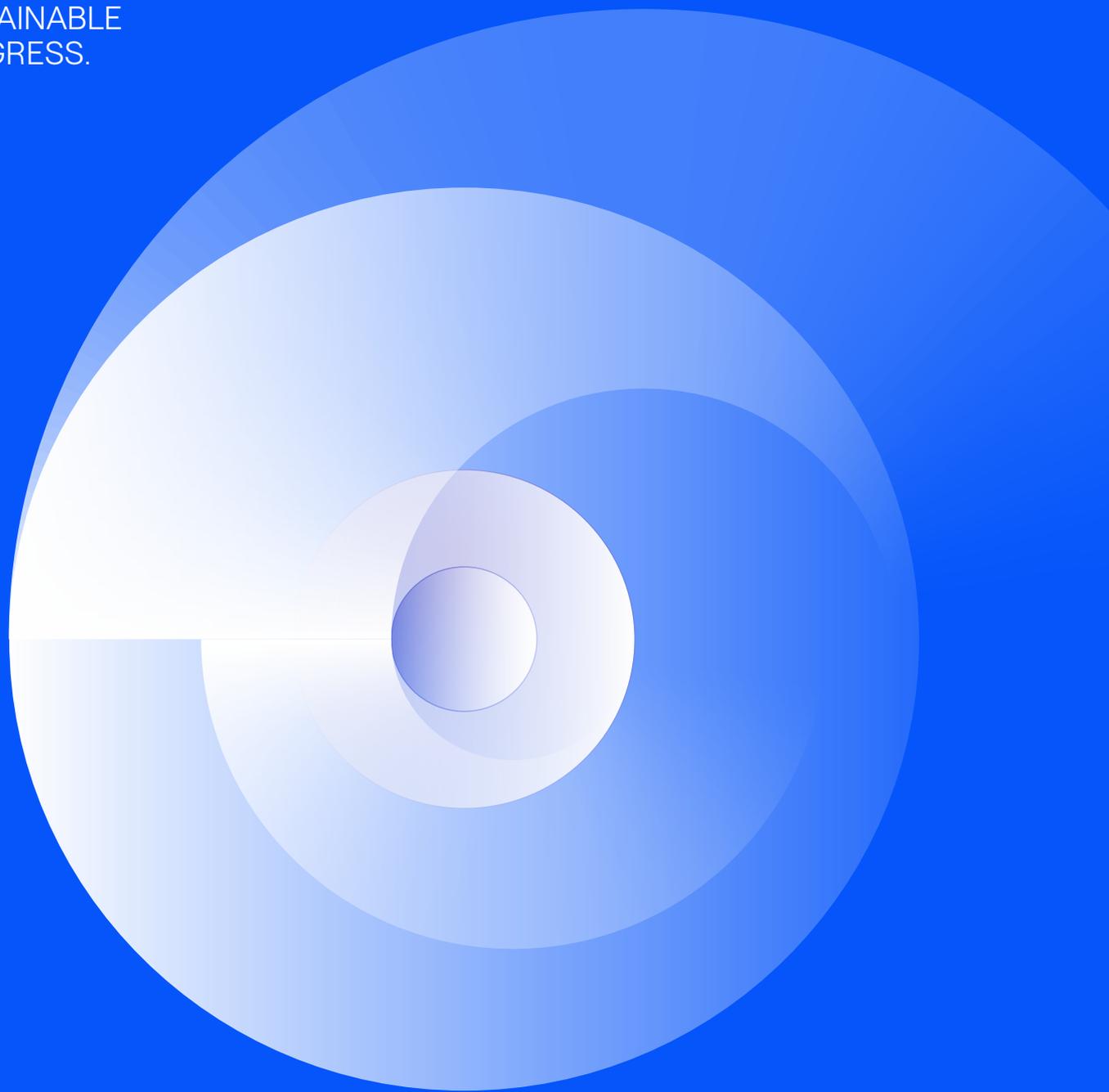


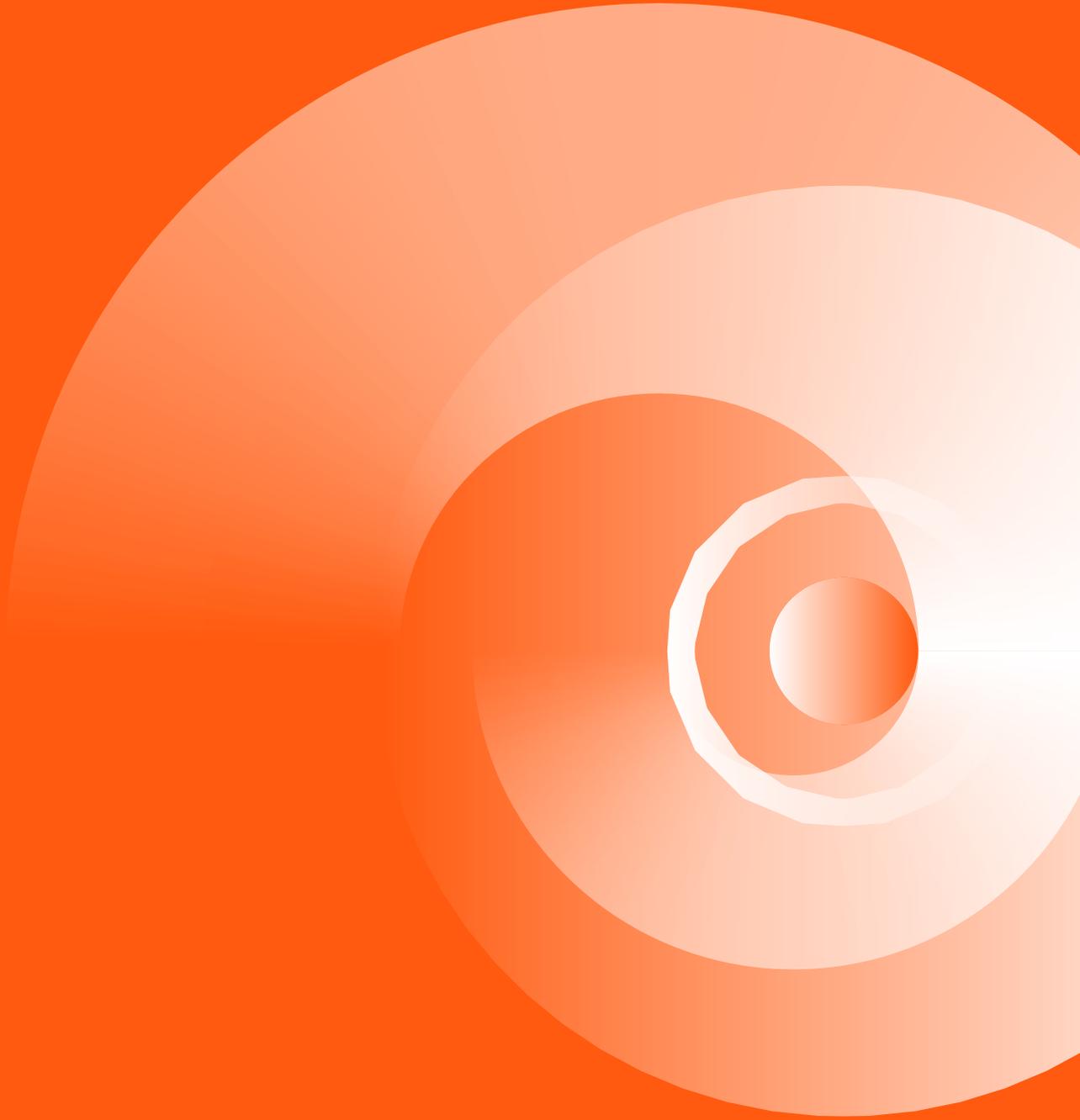
**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.



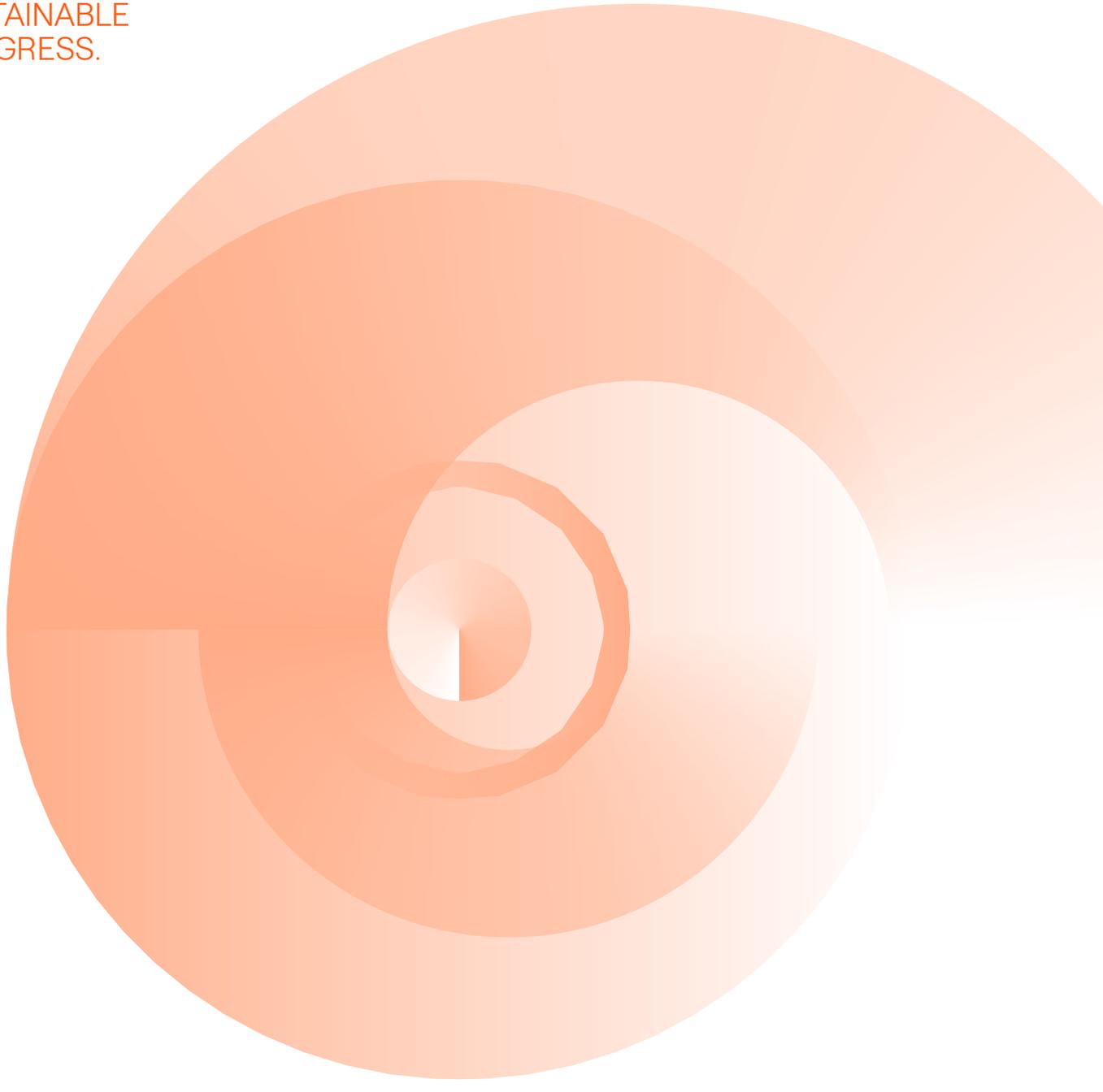
Memoria Anual Enel Colina S.A.
2022

enel



OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.





Enel is Open Power

PROPÓSITO

**OPEN
POWER
FOR A
BRIGHTER
FUTURE.**
WE EMPOWER
SUSTAINABLE
PROGRESS.

VISIÓN

Open Power para resolver algunos de los más grandes desafíos de nuestro mundo.

POSICIONAMIENTO

Open Power



PRINCIPIOS DE CONDUCTA

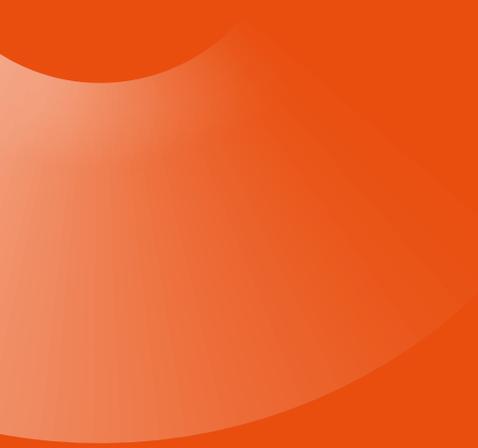
- Toma decisiones en la vida cotidiana y asume la responsabilidad.
- Comparte la información mostrándose abierto a la contribución de los demás.
- Mantiene los compromisos adquiridos, llevando adelante las actividades con determinación y pasión.
- Modifica rápidamente sus prioridades si cambia el contexto.
- Aporta resultados apuntando a la excelencia.
- Adopta y promueve comportamientos seguros y actúa proactivamente para mejorar las condiciones de salud, seguridad y bienestar.
- Se esfuerza por la integración de todos, reconociendo y valorizando la diferencia individual (cultural, género, edad, discapacidad, personalidad, etc.)
- En su trabajo está atento a asegurar la satisfacción del cliente y/o de los colegas, actuando con eficiencia y rapidez.
- Propone nuevas soluciones y no se rinde frente a obstáculos y fracasos.
- Reconoce el mérito de los colegas y da feedback que mejoran su contribución.

MISIÓN

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

VALORES

- Confianza
- Proactividad
- Responsabilidad
- Innovación



Acerca de esta Memoria Anual

La Memoria Anual 2022 de Enel Colina S.A., como subsidiaria de Enel Distribución Chile S.A., refleja que la sostenibilidad es una parte central de su modelo de negocio y está presente en cada una de las decisiones que la Compañía toma cada día. Por ello, el resultado financiero es producto de la gestión en tres dimensiones: ambiental, social y gobernanza corporativa (ASG).

En ese contexto, la presente Memoria Anual ha sido elaborada conforme a lo estipulado en la Norma de Carácter General (NCG) N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero (CMF)

e incorpora de forma voluntaria información de sostenibilidad para comunicar su gestión en este aspecto.

Cuando se mencione Memoria Anual, Informe Anual o Reporte Anual, se estará haciendo referencia a la Memoria Anual 2022; asimismo, para Enel Colina S.A. se usará indistintamente la Compañía, la Empresa y/o la Sociedad.

La Memoria Anual 2022 estará disponible en versión digital en la página web corporativa y en la CMF.

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 2022 y el 31 de diciembre del 2022.



Guía de navegación de documentos

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



Volver al menú general



Investigar



Imprimir



Avanzar/ regresar

Índice



Acerca de Enel Colina

Acerca de Enel Colina	17
Identificación de la Sociedad	17
Principales cifras	18
Documentos constitutivos	19



Gobernanza

Gobernanza	22
Propiedad y control	22
Identificación del controlador	22
Directorio	23
Equipo Ejecutivo	25



Entorno sectorial y regulación

Entorno sectorial y regulación	28
Entorno y marco regulatorio	28



4. Actividades y negocios de la entidad

Actividades y negocios de la entidad	32
Reseña histórica	32
Descripción del negocio	32
Principales activos	32



5. Gestión de riesgo

Gestión de riesgo	36
Política de gestión de riesgos	36
Gobernanza de la gestión de riesgos	37
Principales riesgos identificados	38
Gestión de riesgos asociados a la sostenibilidad	40



6. Otra Información Corporativa

Otra información corporativa	50
Información sobre Hechos Relevantes o Esenciales	50
Política de Dividendos	50
Política de Inversión y Financiamiento	50
Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas y del Comité de Directores	50



7. Principales Métricas

Principales Métricas	54
----------------------	----



8. Anexos

Anexos	56
--------	----



Marco de Reportabilidad enfoque CORE&MORE del Grupo Enel SpA

Estados Financieros Consolidados; Análisis Razonado

Presentados de conformidad con la Norma de Carácter General N° 30 (Sección II, Título I.2.1.A) de la CMF y preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, emitidas por el International Accounting Standards Board.



Memoria Anual

Memoria Anual 2022

Elaborada de conformidad con la Norma de Carácter General N°30 de la Comisión para el Mercado Financiero.



Matriz de conectividad

Negocios de Enel Colina S.A.	Modelo de creación de valor	Gobernanza	Pilares estratégicos de su matriz, Enel Distribución Chile, Enel Colina S.A	ODS
<p>Distribución y venta de energía eléctrica</p>  	<p>Estrategia negocio integrado para satisfacer las necesidades de los clientes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Accionistas de Enel Colina S.A. • Sistema de gobierno corporativo • Modelo organizativo • Valores y pilares éticos 	<p>1</p> <p>Maximizar el valor para los clientes a través de la electrificación.</p> <p>2</p> <p>Crear valor para toda la sociedad.</p> <p>3</p> <p>Potenciar la centricidad en el cliente, ofreciendo nuevos productos y servicios, liderando la liberalización del mercado.</p>	<p>Todos estos despliegues de los ODS 7, 9 y 11 contribuirán al ODS 13 para reducir los impactos del cambio climático, una prioridad de la agenda.</p>    

Riesgos y oportunidades	Performance y KPI's	Perspectivas futuras
<p>Seis macro categorías de riesgos:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Estratégicos; > Gobernanza y Cultura; > Tecnología y digital; > Cumplimiento; > Operacional; > Financieros. 	<p>La infraestructura de redes es un eslabón clave para alcanzar la electrificación requerida</p> <ul style="list-style-type: none"> > Ventas de energía distribuida (MWh): 115.099. > Ventas de energía (Ch\$ millones): 14.972. > Usuarios finales 29.910. > Zona de concesión: 59,79 km² <p>Distribución de ingresos por categoría de clientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> > Residencial: 76% > Comercial: 13% > Industrial: 2% > Otros : 9% 	<p>Enel Distribución Chile, matriz de Enel Colina, está impulsando la electrificación para un uso de la energía más inteligente, eficiente y limpia:</p> <ul style="list-style-type: none"> > La electrificación, la infraestructura de la red y la calidad del servicio son esenciales para lograr el objetivo de Enel Chile de maximizar el valor para sus clientes. > Uno de los objetivos del Grupo Enel Chile, es incrementar en alrededor de un 2% la energía distribuida en el área de concesión de la Compañía para 2025. > Aprovechar las tecnologías digitales para mejorar el nivel de los servicios prestados a los clientes de la red. <hr/> <ul style="list-style-type: none"> > Ingresos totales (Ch\$ millones): 15.286 > Patrimonio (Ch\$ millones): 13.225 > Dotación: 7 > Porcentaje de mujeres: 29%



ACERCA DE ENEL COLINA

1.



Acerca de Enel Colina



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.
Inscripción Registro de Valores	N°603 fecha 20 de diciembre de 2021
Sitio Web	www.enelcolina.cl
E-mail	eeolina@enel.com
Audidores 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 Ch\$82.222 miles 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 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 Ch\$21.827.988 miles al 31 de diciembre de 2022. En 2022 obtuvo una pérdida de Ch\$328.343 miles.



Principales cifras



Cifras del Balance

**TOTAL
ACTIVOS**

+ 11,54%

Ch\$21.827.988

miles

Ch\$ 19.569.627 miles en 2021

**TOTAL
PATRIMONIO**

-2,45%

Ch\$13.224.580

miles

Ch\$ 13.557.392 miles en 2021

**TOTAL
PASIVO**

+43,10%

Ch\$8.603.408

miles

Ch\$ 6.012.235 miles en 2021



Resultados

**TOTAL
RESULTADO BRUTO**

-55,8%

Ch\$937.877

miles

Ch\$ 2.120.570 miles en 2021

**INGRESOS
DE EXPLOTACIÓN**

+ 12,40%

Ch\$15.285.957

miles

Ch\$ 13.599.900 miles en 2021

**PÉRDIDA DEL
EJERCICIO**

-124,61%

Ch\$ (328.343)

miles

Ch\$ 1.334.240 miles en 2021



Otra información bursátil

**NÚMERO DE
ACCIONES**

82.222.000

**UTILIDAD (PÉRDIDA)
POR ACCIÓN**

Ch\$ (0,004)

Ch\$ 0,016 en 2021



Cifras de la Operación

**ZONA DE
CONCESIÓN**

59,79 km²

**TOTAL
CLIENTES**

29.910

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 Gonzalez, se transformó la Sociedad, a una sociedad

anónima cerrada, bajo la razón social "Enel Colina S.A."

La transformación de la sociedad a una sociedad anónima cerrada se realizó con el objetivo de dar cumplimiento al artículo 8 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 fecha 20 de diciembre 2021.

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



GOBERNANZA

2.



Governanza



Gobernanza

Propiedad y control

Estructura de la propiedad

Al 31 de diciembre de 2022, 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			82.222.000,00	100,0%

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 2022, el 99,9% de la participación accionaria de Enel Colina S.A.

Por su parte, al 31 de diciembre de 2022, Enel Distribución Chile S.A. tiene 4.708 accionistas que poseen 1.150.742.161 de acciones, siendo los mayores accionistas de Enel Distribución Chile S.A. los siguientes:

Nombre o Razón Social	Rut	Número de acciones	% de participación
Enel Chile S.A. ⁽¹⁾	76.536.353-5	1.140.279.406	99,09%
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.700-9	1.349.239	0,12%
Quest Acciones Chile Fondo de Inversión	76.048.816-9	573.403	0,05%
Inversiones Guallatiri Limitada	77.153.318-6	509.317	0,04%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.122-8	383.188	0,03%
Inversiones Tacora Limitada	78.241.126-4	281.562	0,02%
Nevasa S.A Corredores de Bolsa	96.586.675-3	185.948	0,02%
BCI Corredora de Bolsa	96.519.980-8	181.233	0,02%
Santander Corredores de Bolsa	96.683.320-2	159.289	0,01%
Suc. Briceno Diaz Gilda del Carmen	59.810.069-3	122.899	0,01%
Abusleme Manzur María	54.351.199-2	110.988	0,01%
Valores Security S.A. Corredores de Bolsa	96.515.558-5	98.800	0,01%
Subtotal 12 Accionistas		1.144.235.272	99,43%
Otros: 4.526 accionistas		6.506.889	0,57%
Total: 4.538 accionistas		1.150.742.161	100,00%

(1) Enel Chile S.A. es controlada por Enel SpA con 64,93% de la propiedad, sin considerar acciones de propia emisión.

Cambios de mayor importancia en la propiedad

Al cierre del ejercicio 2022, 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 2022 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 2022 y el 31 de diciembre de 2022, ninguno de los directores vigentes y ninguno de los ejecutivos principales realizó transacciones de acciones de Enel Colina S.A.

Directorio

Composición del Directorio al cierre de esta Memoria



Directorio

PRESIDENTE

Mauricio Daza Espinoza

DIRECTORES

Pablo Jofré Ultreras

Francisco Evans Miranda

SECRETARIO DEL DIRECTORIO

Horacio Aránguiz



Composición del Directorio

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

Francisco Evans Miranda

Director

Rut: 13.067.381-3

Profesión: Ingeniero Civil Industrial, Universidad Católica de Chile

Nacionalidad: chilena

Fecha de ingreso: 1 de abril 2022

Fecha de la última elección: 01 de abril de 2022

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

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 quienes 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 2021

Fecha de cesación en el cargo: 28 de febrero 2022

(1) El señor 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.

Cambios en el Directorio posteriores al 31 de diciembre 2022

Posterior al cierre del ejercicio 2022, y antes de la publicación de la presente Memoria se han producido los siguientes cambios en el Directorio, que es relevante mencionar: con fecha 27 de febrero de 2023, es nombrado Director (Presidente), el señor Mauricio Daza Espinoza, en reemplazo del señor Rodrigo Arévalo Cid. Adicionalmente, en esta misma fecha, fue nombrado Director el señor Pablo Jofré Utreras, en reemplazo del señor Carlos Morales Rojas. A continuación, se detallan los antecedentes de los directores recién nominados:

Mauricio Daza Espinoza

Presidente

Rut: 12.498.491-2

Profesión: Ingeniero Civil en Electricidad, Universidad Católica de Valparaíso

Nacionalidad: chilena

Pablo Jofré Utreras

Director

Rut: 15.313.919-9

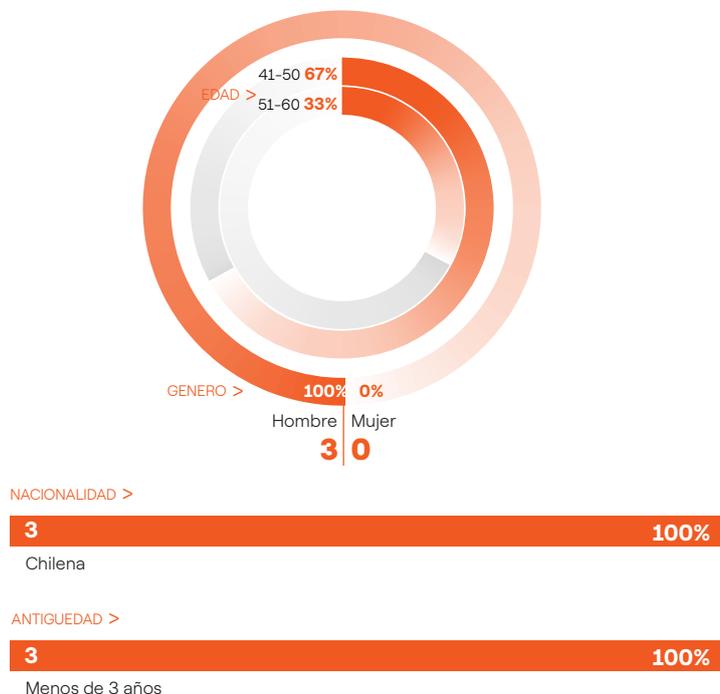
Profesión: Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Santiago de Chile

Nacionalidad: chilena

Remuneraciones del Directorio

Los integrantes del Directorio no perciben remuneración.

Diversidad en el Directorio



Equipo Ejecutivo

Principales ejecutivos

Gerente General

Juan Apablaza Jiménez

Rut: 8.040.309-7

Profesión: Contador Auditor, Universidad de Chile

Fecha de ingreso al cargo: 21 de julio 2020

El rango de edad al que pertenece el Gerente General es entre 61 y 70 años. Su nacionalidad es chilena.

Estructura organizacional



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

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



ENTORNO SECTORIAL Y REGULACIÓN

3.

Entorno sectorial y regulación



Entorno sectorial y regulación

Entorno y marco regulatorio

Entorno

En el informe "The Global Risks Report 2020", del World Economic Forum, se señaló que, por primera vez en la historia de la Encuesta de Riesgos Globales, la preocupación por el medioambiente y el riesgo que éste representa, primero, por impacto y, segundo, por probabilidad en los próximos diez años.

Estos cambios se acelerarán en los próximos años, ya que la descarbonización y el cambio climático están cada día más en la agenda de los gobiernos, de las empresas y de los líderes empresariales. A medida que las consecuencias del cambio climático se manifiestan, se genera una mayor acción.

Es así, que las políticas gubernamentales están impulsando fuertemente la transición energética, por lo que el enfoque de estas medidas tendrá un papel clave en la configuración de los sistemas energéticos en las décadas venideras.

A largo plazo, los cambios fundamentales en el sistema energético delinearán un paisaje que modificará rápidamente la electrificación y el papel de las energías renovables en los sistemas eléctricos.

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. Nació el 1 de febrero de 2010, como organismo autónomo, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

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 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.

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.

Para mayor detalle sobre temas regulatorios revisar el Anexo Estados Financieros, Nota 4 "Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico".



ACTIVIDADES Y NEGOCIOS DE LA ENTIDAD

4.



Actividades y negocios de la entidad



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 transforma 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 29.910 clientes, los que demandaron un total de 115.099 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, a través de siete puntos de inyección de energía y potencia.

El sistema de distribución primaria cuenta con 87 kilómetros de red de media tensión aérea, 8 kilómetros de red de media tensión subterránea, 197 kilómetros de red de distribución de baja tensión aérea, 34 kilómetros de red de distribución de baja tensión subterránea, 3

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.





GESTIÓN DE RIESGO

5.

Gestión de riesgo



Gestión de riesgo

Política de gestión de riesgos

Enel Colina S.A. sigue las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, y demás medidas que se aplican en los diferentes niveles de la Compañía para la identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente, incluidos los riesgos asociados con temas ambientales, sociales y de gobernanza (ESG, por sus siglas en inglés).

Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A., con el apoyo del Comité de Controles y Riesgos, que además respalda la evaluación y las decisiones de la Junta con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de las demostraciones financieras periódicas.

Para cumplir con ello, Enel Colina S.A. sigue las directrices de la Política de Control y Gestión de Riesgos de su matriz Enel Chile S.A., que es revisada y aprobada cada año por el Comité de Auditoría, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura y gestión de riesgos. Además, se cuenta con políticas específicas para riesgos determinados, tales como:

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
<ul style="list-style-type: none"> 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 y contraparte de commodities.	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.

Gobernanza de la gestión de riesgos

La estructura de control y gestión de riesgos organizacionales del Grupo Enel está compuesta por un **Comité Global de Control de Riesgos y un Comité Regional de Control de Riesgos para Latinoamérica**, que tiene las siguientes funciones: aprobar las políticas de riesgos propuestas por Control de Riesgos del Holding; aprobar los límites de exposición propuestos; autorizar el traspaso de límites de riesgo establecidos; definir estrategias de riesgo mediante la identificación de planes de acción e instrumentos para mitigar los riesgos y la supervisión general de la gestión y el control de riesgos.

Dentro de cada empresa del Grupo, el proceso de gestión de riesgos está descentralizado. Cada gerente responsable del proceso operativo en el que se origina el riesgo también es responsable por el tratamiento y la adopción de medidas de control y mitigación de riesgos.

Para monitorear el cumplimiento de las políticas internas, incluidas las relacionadas con los riesgos, la Compañía cuenta con un equipo de Auditoría Interna, responsable de auditar periódicamente y verificar que las políticas y controles establecidos estén en funcionamiento.

Por otro lado, el Sistema de Control y Gestión de Riesgos de la Sociedad considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles:

- **Primera Línea de Defensa:** Unidades de Negocio / Front Office 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 LatAm. 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 Interna 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.

El área de Control de Riesgos cuenta con la Certificación Internacional ISO 31000:2018 (G31000) y actúa de acuerdo con las directrices actuales de esta norma internacional para gestionar los riesgos identificados.

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.

Los órganos de gobierno y la alta gerencia son las principales partes interesadas atendidas por las "líneas" y son quienes están en mejor posición para ayudar a garantizar que el modelo de tres líneas de defensa se aplique a los procesos de control y gestión de riesgos de la organización.

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 (*ESG, Dow Jones Sustainability Index, SDG*), 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.

Enel Colina tiene un Código de Ética que expresa los compromisos y responsabilidades éticas en el desempeño de las actividades comerciales y las operaciones corporativas de los empleados de la Compañía, ya sean ejecutivos de la alta gerencia, empleados o socios con algún vínculo con Enel Colina.



Principales riesgos identificados

La Sociedad cuenta con una taxonomía de riesgos que considera seis macro categorías y 38 sub-categorías. Su gestión abarca el proceso completo de evaluación de riesgos (identificación, análisis, monitoreo y comunicación) de acuerdo con la ISO 31000:2018, reflejando de forma clara los riesgos evaluados, así como las probabilidades e impactos de estos, cuantificados antes y después de las acciones de mitigación.

Cada área responsable dentro de la Compañía, en conjunto con el área de Control de Riesgos LatAm, 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 LatAm 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 detallan las seis macro categorías:

Riesgos estratégicos

Son todos aquellos riesgos que puedan afectar de manera significativa el logro de los objetivos estratégicos de la Compañía, tanto en el corto como en el largo plazo. Estos objetivos han sido definidos por la dirección del Grupo Enel. Las subcategorías dentro de los riesgos estratégicos son:

- Cambios climáticos
- Panorama competitivo
- Innovación
- Desarrollo legislativo y regulatorio
- Tendencias macroeconómicas y geopolíticas
- Planificación estratégica y asignación de capital

Riesgos financieros

Se refieren a la probabilidad de ocurrencia de un evento que tenga consecuencias financieras negativas para la Compañía, con relación a:

- (i) Los riesgos propios del mercado financiero, ya sea que se deriven de la volatilidad de las tasas de interés y tasas de cambio.
- (ii) Los riesgos derivados de las eventuales restricciones para acceder al mercado financiero por parte de la Compañía o para hacer frente a las obligaciones asumidas o a las necesidades de flujo requeridas en el curso de sus negocios, tales como los riesgos de liquidez y de crédito.

Las subcategorías son:

- Adecuación de la estructura de capital y acceso a financiamiento
- *Commodity*
- Crédito y contraparte
- Tipo de cambio
- Tasa de interés
- Liquidez

Más adelante en este capítulo se explicará la gestión de estos riesgos por parte de la Compañía.

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, consecuencia de actitudes y conductas no autorizadas de los empleados y la alta dirección, en violación de los valores éticos de la Compañía. Estos riesgos son:

- Cultura corporativa y ética
- Gobierno corporativo
- Reputación
- Compromiso de partes interesadas

Riesgos operacionales

Son aquellos que representan los riesgos de la operación, resultantes de los procesos internos inadecuados, fallas sistémicas en la red, y otros eventos de causas externas, que puedan afectar la calidad del abastecimiento de energía y los indicadores de desempeño en los principales aspectos identificados. Los riesgos operacionales son:

- Protección de activos
- Interrupción del negocio
- Necesidades y satisfacción de clientes
- Medio ambiente
- Salud y seguridad
- Propiedad intelectual
- Personas y organización
- Eficiencia de procesos
- Compras, logística y cadena de suministro
- Gestión de calidad del servicio

Riesgos de tecnología digital

Son riesgos intrínsecamente vulnerables a los ataques cibernéticos que pueden tomar muchas formas, desde el robo de datos y el ransomware hasta la invasión de sistemas con consecuencias potencialmente dañinas a gran escala y hasta interrupciones del servicio. Los riesgos de tecnología digital son:

- Ciberseguridad
- Digitalización
- Efectividad de tecnologías de la información (TI)
- Continuidad del servicio

Riesgos de cumplimiento (*compliance*)

Son aquellos que representan los riesgos de incumplimiento de una regla o una norma. Por ello, la gestión de riesgos de *compliance* requiere conocer y definir claramente las leyes y regulaciones por las que está regida la Compañía. Estos riesgos son:

- Cumplimiento contable
- Cumplimiento antimonopolio y derechos de los consumidores
- Corrupción
- Protección de datos
- Divulgación externa;
- Cumplimiento de regulación financiera
- Cumplimiento tributario;
- Cumplimiento de otras leyes y regulaciones.



Gestión de riesgos asociados a la sostenibilidad

Enel Colina S.A. se ha comprometido a hacer contribuciones específicas a seis de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS):



Este compromiso fue producto de la definición del modelo de negocios sustentable y, por tanto, es incorporado al plan estratégico de Enel Colina. El no cumplimiento de este compromiso representa un riesgo.

Adicionalmente, la Compañía contribuye al logro de los otros objetivos de desarrollo sostenible. En el siguiente esquema se visualiza cómo se han integrado estos objetivos dentro de la taxonomía de riesgos definida.







Riesgos asociados 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 estos se pueden distinguir dos tipos:

- **Riesgos físicos:** están relacionados con la aparición de condiciones climáticas extremas (agudos) o con cambios graduales pero estructurales de las condiciones climáticas (crónicos). Los eventos extremos podrían exponer a Enel Colina a una posible indisponibilidad más o menos prolongada de activos e infraestructura, costos de recuperación, molestias a los clientes, entre otros.

A la vez, los cambios crónicos en las condiciones meteorológicas la exponen a otros riesgos u oportunidades: por ejemplo, los cambios estructurales en la temperatura podrían provocar variaciones en la demanda de electricidad y efectos en la producción, mientras que las variaciones en la pluviosidad o la ventosidad podrían repercutir en la actividad en términos de menor o mayor producción.

- **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 regulatorias. 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.

Riesgos sociales

Con relación al manejo de los riesgos sociales es importante destacar: *Conflictos sociales* cuya intensidad puede poner en riesgo la continuidad de las operaciones: Para hacer frente a estos posibles impactos, la Compañía cuenta, a nivel territorial, con una estrategia de diálogo continuo y con la presencia de personal dedicado al relacionamiento con las comunidades y

partes interesadas. Además, desarrolla programas de inversión social con foco en el desarrollo local, y cuenta con Sistemas Estructurados de Gestión de Quejas y Reclamos, que son las herramientas de mitigación de conflictos conexos con sus operaciones. En caso de contingencias, la Compañía cuenta con planes y procesos para la gestión de estas situaciones. Consciente del rol estratégico que la energía eléctrica representa para el país, dichos planes priorizan la continuidad de la entrega de energía generada al sistema, el suministro eléctrico a sus clientes, y la seguridad de las personas.

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 de Enel Colina y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan 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

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.





y *forwards* de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de la Compañía.

Riesgo financiero de crédito y contraparte

Este riesgo se refiere a pérdida económica por el incumplimiento de pago de los clientes o incumplimiento de alguno de los proveedores de la Compañía.

Enel Colina realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

El riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por cobrar provenientes de la actividad comercial ha sido históricamente muy limitado, dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable para el negocio de distribución de electricidad.

En el caso de Enel Colina, el corte de suministro es una potestad de la Compañía ante incumplimientos de parte de sus clientes, y se aplica de acuerdo con la regulación vigente, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Con motivo del inicio de la pandemia por Covid-19, la medida de corte de suministro ante incumplimientos de pago fue suspendida desde marzo de 2020, como medida de apoyo a clientes más vulnerables adoptada por Enel Colina, y posteriormente en cumplimiento de la Ley N°21.249, que fue prorrogada por segunda vez por la Ley N°21.340 publicada el 22 de mayo de 2021 con una nueva vigencia hasta 31 de diciembre de 2021. En febrero de 2022, la Ley N°21.423 estableció un cronograma de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N°21.249 y sus prórrogas, es decir para las deudas contraídas en el período 18 de marzo de 2020 hasta 31 de diciembre de 2021, para los clientes que tengan un consumo promedio de 2021 de menos de 250 kWh y que tengan deuda del período antes indicado al 11 de febrero 2022, a través del cual cada cliente recibirá un subsidio en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación mensual promedio del año 2021.

Riesgo de liquidez

Enel Colina mantiene una liquidez radicada en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas, así como 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.

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.

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

Riesgos de gobernanza

Con relación al manejo de los riesgos de gobernanza es importante destacar:

- Se originan por conductas ilícitas, incluidas la corrupción, actividades de lobby, entre otras, por parte de personal propio o contratistas, o de prácticas anticompetitivas. Para su gestión, Enel Colina cuenta con un Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos basado en las normas y procedimientos.
- Vulneración de derechos humanos, riesgos que son levantados a través de las debidas diligencias que se desarrollan anualmente en toda la cadena de valor de la Compañía y transversalmente a 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 sufrir un retroceso. Los ciberataques han cambiado 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 la fuente de manera oportuna. 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), OT (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 las mejores tecnologías en el mercado, diseñar procesos comerciales ad hoc, actuando también 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, así como la ejecución de pruebas en profundidad (en entornos IT, OT e IoT) destinadas a identificar y eliminar las vulnerabilidades identificadas.

Además, la Sociedad ha definido y adoptado una metodología de gestión de riesgos para la seguridad de TI basada 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 (IT/OT/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.

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 solo con contramedidas técnicas, la Sociedad ha contratado seguros sobre los riesgos relacionados con la ciberseguridad.

Digitalización, la eficacia de TI y la continuidad del servicio

Enel Colina está 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 la Sociedad está cada vez más expuesta a riesgos relacionados con el funcionamiento de los sistemas de tecnología de la información (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.

El seguimiento de estos riesgos está garantizado 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.

Riesgos de cumplimiento

Protección de datos personales

En la era de la digitalización y la globalización de los mercados, la estrategia comercial de Enel Colina se ha centrado en acelerar el proceso de transformación hacia un modelo de negocio basado en plataformas digitales, a través de un enfoque cimentado en datos y centrado en el cliente, que se está implementando a lo largo de toda la cadena de valor.

En consecuencia, el nuevo modelo de negocio de Enel Colina requiere la gestión de un volumen cada vez mayor y creciente de datos personales para alcanzar los resultados financieros previstos en el Plan Estratégico 2023-2025.

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 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.

El Reglamento General de Protección de Datos (RGPD) de la Unión Europea impone obligaciones de cumplimiento para el Grupo Enel, mediante el establecimiento de una Oficina de Protección de Datos, que tiene entre sus principales requisitos la autonomía profesional y la independencia.



Adicionalmente, la protección de datos personales y su tratamiento se encuentra regulada localmente. Así, en Chile existe la Ley Sobre Protección de la Vida Privada (Ley N° 19628).

Si bien en Chile el RGPD no es aplicable, Enel ha optado por elevar los estándares de protección de datos personales en cada una de las compañías donde el Grupo tiene presencia, con el propósito de avanzar más allá de lo que la regulación local dispone.

El Modelo de Gobierno de la Protección de Datos Personales prevé, entre otras cosas, la implementación de las políticas de protección, incluyendo la asignación de funciones, responsabilidades y gestión en esta materia a la primera y segunda línea de cada compañía, a la vez que hace protagonistas a todos sus trabajadores en el cuidado y protección de los datos a los que tienen acceso en el ejercicio de sus funciones. Asimismo, contempla la adopción de herramientas de cumplimiento digital para mapear aplicaciones y procesos y gestionar riesgos con impacto en la protección de datos personales, además de canales de atención sobre los derechos de los titulares, capacitación y training de los empleados y ejecutivos, incremento de las medidas organizacionales de seguridad para la protección de datos, entre las actividades más destacadas.

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 del Grupo Enel, que contiene la conducta esperada de nuestros empleados, 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 participa. La Compañía cuenta con un [Programa de Cumplimiento de la Normativa de Libre Competencia](#)¹, 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. 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 BS OHSAS18001, 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. 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.

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.

Personas y organización

Enel Colina se ha propuesto liderar la transición hacia un sistema más sostenible, un paso esencial para el futuro del planeta, acelerando la descarbonización de nuestro mix energético mediante la expansión de las renovables y la electrificación cada vez mayor del consumo energético. Las profundas transformaciones del sector de la energía han aumentado la importancia de la contratación de personas con nueva experiencia y competencias profesionales, además de imponer la necesidad de grandes cambios culturales y organizativos para alcanzar los objetivos del Grupo. Las organizaciones deben adoptar nuevos modelos de negocio ágiles y flexibles.





OTRA INFORMACIÓN CORPORATIVA

6.



Otra información corporativa



Información Hechos Relevantes o Esenciales, Política de Dividendos y Política de Inversión y Financiamiento

Información sobre hechos relevantes o esenciales

No se han publicado hechos relevantes o esenciales en 2022.

Utilidad Distribuible

La sociedad al 31 de Diciembre de 2022 presenta pérdida del ejercicio.

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

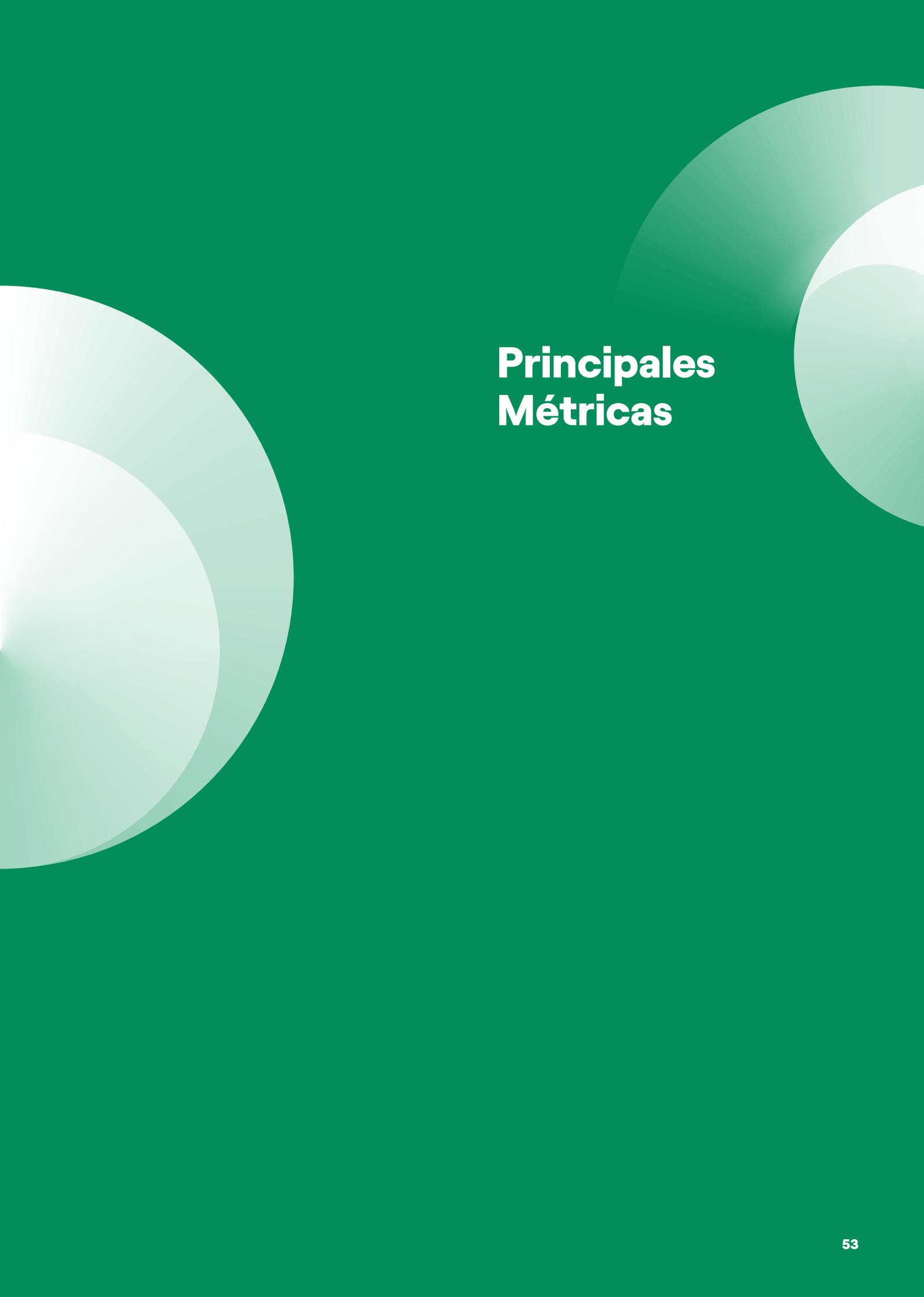
Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2022, Enel Colina S.A. no recibió comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales, por parte de accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con lo establecido en los artículos 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 2022, no posee Comité de Directores.





PRINCIPALES MÉTRICAS

7.



Principales Métricas



Principales Métricas

Principales cifras financieras

Al 31 de diciembre	2022	2021	Variación
Ingresos de explotación (en miles de pesos)	15.285.957	13.599.900	12,40%
Resultado de explotación (en miles de pesos)	(1.046.064)	1.252.091	(183,55%)
Utilidad del ejercicio (en miles de pesos)	(328.343)	1.334.240	(124,61%)
Activos totales (en miles de pesos)	21.827.988	19.569.627	11,54%
Patrimonio (en miles de pesos)	13.224.580	13.557.392	(2,45%)
Número de acciones	82.222.000,00	82.222.000,00	0,00%
Utilidad por acción (pesos)	0,01	0,01	0,00%

Métricas de diversidad en el Directorio

- Número de personas por género

Enel Colina S.A.	
Femenino	0
Masculino	3
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 nacionalidad

Enel Colina S.A.	
Chilena	3
Extranjera	0
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

Métricas de diversidad en la organización

- Número de personas por género

Enel Colina S.A.	
Femenino	2
Masculino	5
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	2
Entre 51 y 60 años	0
Entre 61 y 70 años	1
Total general	7

- Número de personas por nacionalidad

Enel Colina S.A.	
Chilena	5
Extranjera	2
Total general	7

- 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%

- Número de personas por antigüedad

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



ANEXOS

8.

Anexos





Gerencia Administración Chile
Area Contabilidad Distribuidoras

ESTADOS FINANCIEROS

correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de Diciembre 2022

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



Tel: +56 2 2729 5000
www.bdo.cl

Av. Américo Vespucio Sur 100, Piso 11
Las Condes, Santiago - CHILE
CP 7580150

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

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

Informe sobre los estados financieros

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 2022 y 2021, y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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



Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

BDO Auditores & Consultores Ltda.



Luis Vila Rojas

Santiago, 27 de febrero de 2023.

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 2022 y 2021 (En miles de pesos Chilenos-M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Activos Corrientes en Operación		9.561.449	8.598.169
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.842	2.715
Otros activos no financieros, corrientes	6	299.464	6.104
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	7.854.331	5.815.556
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8	718.009	1.898.722
Inventarios	10	497.458	479.733
Activos por impuestos corrientes	11	190.345	395.339
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		9.561.449	8.598.169
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	83.260	83.260
Otros activos no financieros no corrientes	6	15.006	15.006
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	3.911	479
Propiedades planta y equipo, (neto)	14	10.842.320	10.315.757
Activos por impuestos diferidos	15	1.322.042	556.956
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		12.266.539	10.971.458
TOTAL ACTIVOS		21.827.988	19.569.627

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



Enel Colina S.A.

**Estados de Situación Financiera, Clasificado
al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(En miles de pesos Chilenos -M\$)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	18	1.710.445	581.948
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	6.639.513	4.589.960
Otras provisiones corrientes	19	180.851	180.851
Otros pasivos no financieros corrientes	12	2.612	599.802
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		8.533.421	5.952.561
PASIVOS NO CORRIENTES			
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20	69.987	59.674
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		69.987	59.674
TOTAL PASIVOS		8.603.408	6.012.235
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	82.222	82.222
Ganancias acumuladas		13.036.703	13.369.515
Otras reservas	21	105.655	105.655
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		13.224.580	13.557.392
TOTAL PATRIMONIO		13.224.580	13.557.392
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		21.827.988	19.569.627

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 2022 y 2021.

(En miles de pesos Chilenos -M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre	
		2022 M\$	2021 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	22	15.285.041	13.598.516
Otros ingresos, por naturaleza	22	916	1.384
Total de Ingresos		15.285.957	13.599.900
Materias primas y consumibles utilizados	23	(13.336.159)	(10.290.418)
Margen de Contribución		1.949.798	3.309.482
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14	55.239	108.804
Gastos por beneficios a los empleados	24	(307.558)	(594.256)
Gasto por depreciación y amortización	25	(393.828)	(322.941)
Ganancia por deterioro y reversos de pérdida por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF9 sobre activos financieros	25	(1.590.112)	(545.538)
Otros gastos, por naturaleza	26	(759.603)	(703.460)
Resultado de Explotación		(1.046.064)	1.252.091
Ingresos financieros	27	298.557	238.846
Costos financieros	27	(369.169)	(19.756)
Ingreso (Pérdida) Procedente de Inversiones		-	3.036
Diferencias de cambio	27	-	(2)
Resultado por unidades de reajuste	27	51.759	2.865
Ganancia antes de Impuesto		(1.064.917)	1.477.080
Gasto por impuestos a las ganancias	28	736.574	(142.840)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		(328.343)	1.334.240
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA		(328.343)	1.334.240
Ganancia Atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		(328.343)	1.334.240
GANANCIA		(328.343)	1.334.240
Ganancias por acción			
Ganancia por acción	\$/acción	(656,69)	2.668,48
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 2022 y 2021.

(En miles de pesos Chilenos -M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2022 M\$	2021 M\$
Ganancia (pérdida)		(328.343)	1.334.240
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		(6.122)	15.007
Total otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(6.122)	15.007
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		1.653	(4.052)
Impuesto a las ganancias relativas a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		1.653	(4.052)
Total otro resultado integral		(4.469)	10.955
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(332.812)	1.345.195
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(332.812)	1.345.195
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(332.812)	1.345.195

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 2022 y 2021.

(En miles de pesos chilenos –M\$)

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Reservas
		ganancias y p por plane beneficios d
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	

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Res
		ganancia por p benefici
Saldo Inicial al 01-01-2021	82.222	
Cambios en patrimonio		
Resultado Integral		
Ganancia (pérdida)	-	
Otro resultado integral	-	
Resultado integral	-	
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	-	
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	
Total de cambios en patrimonio	-	
Saldo del ejercicio al 31-12-2021	82.222	

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.



Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
Reservas de pérdidas planes de 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

Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
Reservas de pérdidas planes de definidos	Otras reservas varias	Total			
-	105.655	105.655	12.024.781	12.212.658	12.212.658
-	-	-	1.334.240	1.334.240	1.334.240
10.955	-	10.955	-	10.955	10.955
10.955	-	10.955	1.334.240	1.345.195	1.345.195
-	-	-	(461)	(461)	(461)
(10.955)	-	(10.955)	10.955	-	-
-	-	-	1.344.734	1.344.734	1.344.734
-	105.655	105.655	13.369.515	13.557.392	13.557.392



Enel Colina S.A.

Estados de Flujos de Efectivos, Directo
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.
(En miles de pesos Chilenos -M\$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre	
		2022 M\$	2021 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		14.123.158	14.081.051
Clases de pagos en efectivo productos de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(19.126.483)	(9.705.469)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(299.994)	(399.455)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(378)	(124)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		(314.952)	(592.404)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		16.437	(113.503)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(88.628)	(309)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		(5.690.840)	3.269.787
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		-	1.114
Préstamos y fondos transferidos a entidades relacionadas		(485.389)	(1.210.479)
Compras de propiedades, planta y equipo		(785.464)	(703.152)
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas		1.589.370	106.499
Dividendos recibidos		-	2.172
Intereses recibidos		1.953	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		320.470	(1.803.846)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		17.224.495	8.909.941
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(11.546.417)	(10.354.062)
Intereses pagados		(308.581)	(19.265)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		5.369.497	(1.463.386)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(873)	2.555
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		-	80
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(873)	2.635
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		2.715	80
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	1.842	2.715

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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 2022 Y 2021.

ÍndicePáginas

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS.....	9
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.....	10
2.1 Principios contables.....	10
2.2 Nuevos pronunciamientos contables.....	10
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.....	14
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	15
a.) Propiedades, planta y equipo.....	15
b.) Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	16
b.1) Costos de investigación y desarrollo.....	17
b.2) Otros activos intangibles.....	17
c.) Deterioro del valor de los activos no financieros.....	17
d.) Instrumentos financieros.....	18
d.1) Activos financieros no derivados.....	18
d.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	19
d.3) Deterioro de valor de los activos financieros.....	19
d.4) Pasivos financieros excepto derivados.....	20
d.5) Baja de activos y pasivos financieros.....	21
d.6) Compensación de activos y pasivos financieros.....	21
e.) Medición del valor razonable.....	21
f.) Inventarios.....	22
g.) Provisiones.....	22
g.1.) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares.....	22
h.) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	23
i.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	23
j.) Impuesto a las ganancias.....	23
k.) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	24
l.) Ganancia (pérdida) por acción.....	25
m.) Estado de flujos de efectivo.....	25
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	25
i. Marco Regulatorio:.....	25
ii. Temas Regulatorios.....	27
iii. Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro.....	32
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	37
6. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, CORRIENTE Y NO CORRIENTE.....	38
7. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	38
8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	39
8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	39
a.) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	39
b.) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	40
c.) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado.....	40
9. DIRECTORIO Y PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA.....	40
9.1. Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones.....	41
9.2 Garantías constituidas por la Sociedad a favor del Directorio.....	41
9.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	41
10. INVENTARIOS.....	41
11. ACTIVO Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.....	41
12. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.....	42
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.....	42
14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	43
15. IMPUESTOS DIFERIDOS.....	44
16. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	45
17. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	47



18. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.	48
19. PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.	48
20. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.	48
20.1 Aspectos Generales:	48
20.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	49
20.3 Otras revelaciones	49
21. PATRIMONIO.	50
21.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	50
21.1.1 Capital suscrito y pagado	50
21.1.2 Gestión del capital	50
21.1.3 Otras Reservas	50
22. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	51
23. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.	51
24. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	51
25. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.....	52
26. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	52
27. RESULTADO FINANCIERO.	52
28. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.	53
29. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	54
30. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS.	54
30.1 Litigios y arbitrajes	54
30.2 Situación por COVID-19	54
31. DOTACIÓN.	54
32. SANCIONES.	54
33. MEDIO AMBIENTE.	54
34. HECHOS POSTERIORES.	55
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN ENEL COLINA S.A.....	55
ANEXO N°2 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012.....	55
a) Estratificación de la cartera.	55
b) Resumen de estratificación de la cartera.	55
c) Provisiones.	55
c.1) Número y monto de operaciones.	56
ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.	56
ANEXO N°4 DEUDORES COMERCIALES.	56
ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES.....	57
ANEXO N°6 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE.	57



ENEL COLINA S.A.
ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022
(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 2022. 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.



2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.

2.1 Principios contables.

Los estados financieros de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2022, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de febrero de 2023 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 reflejan fielmente la situación financiera de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2022 y 2021, 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 2022 y 2021, y sus correspondientes notas.

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

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 2022:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: Reducciones de Alquiler relacionadas con COVID-19 después del 30 de junio de 2021	1 de abril de 2021
Enmiendas a NIIF 3: Referencias al Marco Conceptual	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: Productos Obtenidos antes del Uso Previsto	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020 - NIIF 1: Adopción por primera vez de las NIIF - NIIF 9: Instrumentos Financieros - Ejemplos que acompañan a NIIF 16 - NIC 41: Agricultura	1 de enero de 2022

• Enmiendas a NIIF 16 “Reducciones de Alquiler relacionadas con COVID-19 después del 30 de junio de 2021”

En respuesta al impacto continuado de la pandemia de COVID-19, con fecha 31 de marzo de 2021 el IASB emitió una enmienda a la NIIF 16 Arrendamientos para ampliar por un año el período de aplicación de la solución práctica que ayuda a los arrendatarios a contabilizar las concesiones de alquiler vinculadas a COVID-19. Con esto, el IASB extendió la solución práctica a concesiones de alquiler que reducen los pagos por arrendamiento originalmente vencidos en o antes del 30 de junio de 2022.

La enmienda es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de abril de 2021, con aplicación retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del período anual en el que se aplicó por primera vez la modificación. Se permitía su aplicación anticipada, incluso en los estados financieros no autorizados para su publicación al 31 de marzo de 2021. Enel Colina decidió no aplicar las enmiendas de forma anticipada.



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

- **Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió un paquete de enmiendas de alcance limitado, entre ellas modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Las enmiendas actualizan las referencias al Marco Conceptual emitido en 2018, a fin de determinar qué constituye un activo o un pasivo en una combinación de negocios. Además, el IASB agregó una nueva excepción en la NIIF 3 para pasivos y pasivos contingentes, la cual especifica que, para algunos tipos de pasivos y pasivos contingentes, una entidad que aplique la NIIF 3 debería referirse a la NIC 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes”, o CINIIF 21 “Gravámenes”, en lugar del Marco Conceptual 2018. Sin esta excepción, una entidad habría reconocido algunos pasivos en una combinación de negocios que no reconocería según la NIC 37.

Las modificaciones son aplicables de forma prospectiva a las combinaciones de negocios cuya fecha de adquisición sea a partir 1 de enero de 2022.

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

- **Enmiendas a NIC 16 “Productos Obtenidos antes del Uso Previsto”**

Como parte del paquete de enmiendas de alcance limitado publicadas en mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo, las cuales prohíben que una compañía deduzca del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo los montos recibidos por la venta de artículos producidos mientras la compañía prepara el activo para su uso previsto. En cambio, una compañía reconocerá tales ingresos de ventas y costos relacionados en el resultado del período. Las enmiendas también aclaran que una entidad está “probando si el activo funciona correctamente” cuando evalúa el rendimiento técnico y físico del activo.

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las modificaciones se aplican de forma retroactiva, pero sólo a partir del comienzo del primer período presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez las modificaciones. El efecto acumulado de la aplicación inicial de las modificaciones se reconoce como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según corresponda) al comienzo del primer período presentado.

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

- **Enmiendas a NIC 37 “Contratos Onerosos: Costo de Cumplir un Contrato”**

La tercera norma modificadas por el IASB dentro del paquete de enmiendas de alcance limitado emitido en mayo de 2020 fue la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes. Las enmiendas especifican qué costos debe considerar una entidad al evaluar si un contrato es de carácter oneroso. En este sentido, las enmiendas aclaran que el costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también la asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un ítem de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir el contrato).

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del período anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones. No se requiere reexpresar información comparativa. El efecto acumulado de aplicar inicialmente las modificaciones se reconoce como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio según corresponda) en la fecha de la aplicación inicial.

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

- **Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió una serie de modificaciones menores a las NIIF, con el fin de aclarar o corregir temas menores o subsanar posibles incoherencias entre los requisitos de las normas. Las modificaciones con potencial impacto sobre la Sociedad son las siguientes:



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

- **Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió un paquete de enmiendas de alcance limitado, entre ellas modificaciones a la NIIF 3 Combinaciones de Negocios. Las enmiendas actualizan las referencias al Marco Conceptual emitido en 2018, a fin de determinar qué constituye un activo o un pasivo en una combinación de negocios. Además, el IASB agregó una nueva excepción en la NIIF 3 para pasivos y pasivos contingentes, la cual especifica que, para algunos tipos de pasivos y pasivos contingentes, una entidad que aplique la NIIF 3 debería referirse a la NIC 37 “Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes”, o CINIIF 21 “Gravámenes”, en lugar del Marco Conceptual 2018. Sin esta excepción, una entidad habría reconocido algunos pasivos en una combinación de negocios que no reconocería según la NIC 37.

Las modificaciones son aplicables de forma prospectiva a las combinaciones de negocios cuya fecha de adquisición sea a partir 1 de enero de 2022.

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

- **Enmiendas a NIC 16 “Productos Obtenidos antes del Uso Previsto”**

Como parte del paquete de enmiendas de alcance limitado publicadas en mayo de 2020, el IASB emitió modificaciones a la NIC 16 Propiedades, Planta y Equipo, las cuales prohíben que una compañía deduzca del costo de un elemento de propiedades, planta y equipo los montos recibidos por la venta de artículos producidos mientras la compañía prepara el activo para su uso previsto. En cambio, una compañía reconocerá tales ingresos de ventas y costos relacionados en el resultado del período. Las enmiendas también aclaran que una entidad está “probando si el activo funciona correctamente” cuando evalúa el rendimiento técnico y físico del activo.

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las modificaciones se aplican de forma retroactiva, pero sólo a partir del comienzo del primer período presentado en los estados financieros en los que la entidad aplique por primera vez las modificaciones. El efecto acumulado de la aplicación inicial de las modificaciones se reconoce como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según corresponda) al comienzo del primer período presentado.

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

- **Enmiendas a NIC 37 “Contratos Onerosos: Costo de Cumplir un Contrato”**

La tercera norma modificadas por el IASB dentro del paquete de enmiendas de alcance limitado emitido en mayo de 2020 fue la NIC 37 Provisiones, Pasivos Contingentes y Activos Contingentes. Las enmiendas especifican qué costos debe considerar una entidad al evaluar si un contrato es de carácter oneroso. En este sentido, las enmiendas aclaran que el costo directo de cumplir un contrato comprende tanto los costos incrementales de cumplir ese contrato (por ejemplo, mano de obra directa y materiales), como también la asignación de otros costos que se relacionan directamente con el cumplimiento de los contratos (por ejemplo, una asignación del cargo por depreciación para un ítem de propiedades, planta y equipo utilizado para cumplir el contrato).

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del período anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones. No se requiere reexpresar información comparativa. El efecto acumulado de aplicar inicialmente las modificaciones se reconoce como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio según corresponda) en la fecha de la aplicación inicial.

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

- **Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020**

El 14 de mayo de 2020, el IASB emitió una serie de modificaciones menores a las NIIF, con el fin de aclarar o corregir temas menores o subsanar posibles incoherencias entre los requisitos de las normas. Las modificaciones con potencial impacto sobre la Sociedad son las siguientes:



- **NIIF 9 Instrumentos Financieros:** Aclara que a efectos de la prueba del 10% para la baja en cuentas de un pasivo financiero, al determinar las comisiones pagadas netas de las comisiones recibidas, el prestatario sólo se debe considerar las comisiones pagadas o recibidas entre el prestatario y el prestamista.

Estas mejoras son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Las entidades deben aplicar estas modificaciones a los pasivos financieros que se modifiquen o intercambien al inicio del período anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones.

- **Ejemplos que acompañan a NIIF 16 Arrendamientos:** Modificación del ejemplo ilustrativo 13, con el fin de eliminar una posible confusión sobre el tratamiento de los incentivos por arrendamiento. El ejemplo incluía como parte de sus antecedentes un reembolso del arrendador al arrendatario, relacionado con las mejoras de la propiedad arrendada. Dado que el ejemplo no explicaba con suficiente claridad si el reembolso cumplía con la definición de incentivo por arrendamiento, el IASB decidió eliminar del ejemplo ilustrativo cualquier referencia a este reembolso, evitando de esta manera cualquier posibilidad de confusión.

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

b) Pronunciamentos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2023 y siguientes

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

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para periodos 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
Enmienda a NIC 12: Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única	1 de enero de 2023
Enmienda 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 convenants	1 de enero de 2024

- **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.

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 que comiencen a partir del 1 de enero de 2023.

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros de la Sociedad en su 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 que comiencen a partir del 1 de enero de 2023.

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros de la Sociedad en su 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 aplicarán 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 Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros de la Sociedad en su 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 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 que comiencen a partir del 1 de enero de 2023.

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no generará efectos en los estados financieros de la Sociedad en su fecha de aplicación inicial.



- **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 se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas en los estados financieros de la Sociedad.

- **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.

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

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros 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 se han utilizado determinados juicios estimaciones realizados por la Gerencia, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido 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 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 - b).
- 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, 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 (ver Nota N°3.j).
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.d.3).

En relación con la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera la Sociedad, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 31 de diciembre de 2022, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros futuros.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los presentes estados financieros han sido las 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 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 incurren.

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 periodo 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.

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.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, los activos intangibles con vida útil indefinida ascienden a M\$ 83.260, relacionados fundamentalmente con servidumbres.

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 periodo 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 periodos anteriores se explican en la letra d numeral 3) 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 en el periodo en que se incurran.

A la fecha de los presentes estados financieros la sociedad no ha incurrido en costos por este concepto.

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 de este, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso de la misma. 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, entendiéndose 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 UGEs 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, entendiéndose 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 del Grupo 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 2022 y 2021, 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. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales, aplicada al cierre de diciembre de 2022 fue de 8,8% (6,8% al cierre de diciembre de 2021).

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 periodo 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 ejercicio 2022, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2021 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el ejercicio 2022 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. 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 periodos 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 periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en periodos 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 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: 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 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 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 se 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.

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, 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.d.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

La Sociedad tiene 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 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 ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de la Sociedad y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del ejercicio, 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, 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 S.A., 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 2022 y 2021, 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.

l.) 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 y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma durante dicho período

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.

REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

i. 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.

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.

ii. Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2022

- **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 MMUSD1.350 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 residen 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, bajo el Decreto Supremo N°12, se ha promulgado el Reglamento que establece la interoperabilidad de los sistemas de recarga de vehículos eléctricos, el cual ha ingresado a Contraloría General de



la República con fecha 13 de mayo de 2022. 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.

Con fecha 4 de marzo de 2022, se ha promulgado el Plan Nacional de Eficiencia Energética, el cual fue retirado el día 30 de junio de 2022 de Contraloría General de la República por parte del Ministerio de Energía.

Este Plan fue elaborado en base al artículo 1 de la Ley de Eficiencia Energética, la cual indica que, cada cinco años el Ministerio de Energía deberá elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética que deberá comprender, al menos las siguientes materias: eficiencia energética residencial; estándares mínimos y etiquetado de artefactos; eficiencia energética en la edificación y el transporte; eficiencia energética y ciudades inteligentes; eficiencia energética en los sectores productivos y educación y capacitación en eficiencia energética. Además, deberá establecer metas de corto, mediano y largo plazo, así como los planes, programas y acciones necesarios para alcanzar dichas metas.

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.

- **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 4 de octubre del presente, se cumplió el plazo para el envío de observaciones a la resolución exenta antes señalada.

- **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.

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.

Reglamentos Publicados 2019 – 2022

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 62/2006. 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 12 de enero, bajo el Decreto Supremo N°3 se ha promulgado el Reglamento de transferencia de potencias establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual ha ingresado a Contraloría General de la Republica con fecha de 17 de febrero de 2022. Este decreto aún no toma razón por parte de Contraloría. Una vez publicada en el Diario Oficial tomará vigencia y derogará el Reglamento de Potencia de Suficiencia vigente.

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.

Normas Técnicas

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.

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.

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.

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, 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 2022, la Comisión Nacional de Energía informó sobre la dictación de la resolución de 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.



iii. Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

Fijación Tarifas de Distribución 2016 - 2020

E 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.

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.

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.

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.

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.

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.



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 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.

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.

Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 24 de julio de 2018 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°13T/2018, que fija precios de Servicios no Consistentes en Suministros de Energía asociados a la distribución eléctrica. Dichos precios comenzaron a regir desde la publicación del mencionado decreto y son los vigentes a la fecha.

De acuerdo con 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.

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.

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”

De acuerdo a lo establecido en el inciso decimoprimer del artículo 183° bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, dentro de los diez días siguientes a la comunicación de las bases aprobadas en el artículo primero de la presente resolución, las empresas concesionarias de distribución y los integrantes del Registro de Participantes podrán presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos.

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.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Efectivo en caja	1.000	1.000
Saldos en bancos	842	1.715
Total	1.842	2.715

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	
		31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	CLP	1.842	2.715
Total	Total	1.842	2.715

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	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.842	2.715
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.842	2.715

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 31 de diciembre 2022 y 2021.

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

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2021 M\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo			Saldo al 31-12-2021 M\$
		Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses M\$	Total M\$	Costos financieros M\$	Nuevos arrendamientos financieros M\$	Otros cambios M\$	
Préstamos de empresas relacionadas	1.445.962	8.909.941	(10.354.062)	(19.265)	(1.463.386)	17.424	-	-	-
Total	1.445.962	8.909.941	(10.354.062)	(19.265)	(1.463.386)	17.424	-	-	-



6. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, CORRIENTE Y NO CORRIENTE

La composición de Otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Otros activos no financieros	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$	M\$	M\$
	Corriente		No Corriente	
Subsidios por Cobrar Isapres	6.103	6.100	-	-
Multa SEC	-	-	15.006	15.006
Crédito fiscal IVA	293.361	-	-	-
Otros	-	4	-	-
Total	299.464	6.104	15.006	15.006

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 2022 y 2021 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corriente, Bruto	Saldo al			
	31-12-2022		31-12-2021	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar corrientes, Bruto	16.177.619	3.911	12.548.732	479
Cuentas comerciales, bruto (*)	15.932.082	-	11.877.866	-
Otras cuentas por cobrar, bruto (**)	245.537	3.911	670.866	479

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corrientes, Neto	Saldo al			
	31-12-2022		31-12-2021	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	7.854.331	3.911	5.815.556	479
Cuentas comerciales, neto (*)	7.661.440	-	5.197.337	-
Otras cuentas por cobrar, neto (**)	192.891	3.911	618.219	479

(*) 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 2022 y 2021.

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 2022 y 2021 es la siguiente:

Otras cuentas por cobrar, neto	Saldo al			
	31-12-2022		31-12-2021	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Cuentas por cobrar al personal	26.837	3.911	24.638	479
Registro de IVA (provisiones de facturas)	165.222	-	593.581	-
Provisión regularización base comercial y cliente	832	-	-	-
Total	192.891	3.911	618.219	479

b) Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, 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 vencidos y no pagadas pero no deteriorados	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	195.391	39.363
Con antigüedad entre tres y seis meses	19.468	31.136
Con antigüedad entre seis y doce meses	33.725	122.368
Con antigüedad mayor a doce meses	2.093.780	2.719.153
Total	2.342.364	2.912.020



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 2021	6.187.638
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	545.538
Saldo al 31 de diciembre de 2021	6.733.176
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	1.590.112
Saldo al 31 de diciembre de 2022	8.323.288

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a M\$1.590.112 durante el ejercicio 2022, lo que representa un aumento respecto a la pérdida de M\$545.538 registrada durante mismo período de año 2021. A partir del segundo trimestre del 2020 se originó un incremento por deterioro de las cuentas por cobrar provocado principalmente por los efectos en la economía derivados de COVID-19, un deterioro en la capacidad de pago de un segmento de clientes, un prolongado lockdown con sus efectos en diversas actividades comerciales e industriales y la imposibilidad del corte de suministro a clientes residenciales producto de la Ley N°21.249, denominada Ley de servicios básicos, cuyos plazos fueron prorrogados por la Ley N°21.301, entre otros factores. Ver más información Nota N°4 Regulación – temas regulatorios 2020, Nota N°25 pérdidas por deterioro de cuentas comerciales y Nota N°30.2 Situación por COVID-19.

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	
							31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Servicios Recaudación	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	718.009	733.756
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Servicios Personal	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	-	59.300
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	1.105.666
Total							718.009	1.898.722



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	
							31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Energía	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	885.746	4.392.741
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Otros servicios (*)	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	-	94.723
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Materiales	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	22.311	72.213
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Management Fee	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	30.283
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	5.731.456	-
Total							6.639.513	4.589.960

(*) 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	
					31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Energía	Matriz	Chile	(11.294.252)	(9.000.557)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Materiales	Matriz	Chile	(154.432)	(274.137)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Gastos Financieros	Matriz	Chile	(3.957)	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Venta de Energía	Matriz	Chile	48.702	122.644
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Gastos Financieros	Matriz Común	Chile	(361.960)	(17.424)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Ingresos Financieros	Matriz Común	Chile	268	1.685
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios Administrativos	Matriz Común	Chile	(196.152)	(176.876)
77.282.311-8	Enel Transmisión	Venta inversión	Matriz Común	Chile	-	863
77.282.311-8	Empresa de Transmisión Chena S.A.	Dividendo	Matriz Común	Chile	-	2.172
Total					(11.961.783)	(9.341.630)

Sociedades relacionadas fusionadas y proceso de reorganización societaria:

- Empresa de Transmisión Chena S.A, fue fusionada en noviembre de 2021 por Enel Transmisión S.A.

Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Enel Colina S.A. y otras subsidiarias del Grupo Enel Chile, a través 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 2022, 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\$11.546.417, (M\$10.354.062 en 2021), esta transacción devengó intereses a una tasa TAB -0,18% anual, y presenta fondos recibidos de Enel Chile S.A. por M\$17.224.495, (M\$8.909.941 en 2021) 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	Presidente Directorio
13.020.441-4	Carlos Morales Rojas	Director
14.119.842-4	Alvaro Pérez Carrasco (1)	Director
13.535.122-9	Rodrigo Vargas Gómez (1) (2)	Director
13.067.381-3	Francisco Evans Miranda (2)	Director

- (1) El Sr. Alvaro Pérez Carrasco permaneció en su cargo hasta el 31 de enero 2021, en su reemplazo asumió con fecha 01 de febrero de 2021 el Sr. Rodrigo Vargas Gómez.
- (2) 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.

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

10. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Clases de Inventarios por Conceptos	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Inventarios al valor neto realizable		
Materiales eléctricos	497.458	479.733
Total	497.458	479.733

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

11. ACTIVO Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es la siguiente:

Activos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Pagos provisionales mensuales	-	91.378
Impuestos por recuperar	190.345	303.961
Total	190.345	395.339



12. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.

Otros pasivos no financieros corrientes corresponden a impuestos corrientes, cuya composición al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
IVA debito fiscal y otros impuestos corrientes	2.612	599.802
Total	2.612	599.802

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.

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

Activos Intangibles Neto	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Activos Intangibles, Neto	83.260	83.260
Servidumbre	83.260	83.260
Activos Intangibles Bruto	31-12-2022 M\$	31-12-2021 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	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(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 2022 y 2021 han sido los siguientes:

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			
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2022	83.260	-	83.260

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto M\$	Programas Informáticos, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo inicial al 01-01-2021	83.260	6.044	89.304
Movimientos en activos intangibles identificables			
Amortización	-	(6.044)	(6.044)
Total movimientos	-	(6.044)	(6.044)
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2021	83.260	-	83.260

El valor neto de los intangibles al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Descripción	Valor Neto 31-12-2022	Valor Neto 31-12-2021	Plazo Vigencia Meses	Plazo Residual
Servidumbres de Paso	83.260	83.260	Indefinido	-
Total	83.260	83.260		

Al 31 de diciembre de 2022, 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 2022 y 2021.



14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	10.842.320	10.315.757
Construcción en Curso	1.089.606	848.137
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	225.134	233.059
Planta y Equipo	9.154.856	8.811.619
Instalaciones Fijas y Accesorios	311.588	361.806
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	13.638.989	12.718.598
Construcción en Curso	1.089.606	848.137
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	315.497	315.497
Planta y Equipo	11.508.536	10.829.614
Instalaciones Fijas y Accesorios	664.214	664.214
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(2.796.669)	(2.402.842)
Edificios	(90.364)	(82.438)
Planta y Equipo	(2.353.679)	(2.017.995)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(352.626)	(302.409)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo, al 31 de diciembre de 2022 y 2021:

Movimiento año 2022	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 2022	848.137	61.136	233.059	8.811.619	361.806	10.315.757
Movimientos						
Adiciones	920.391	-	-	-	-	920.391
Gasto por depreciación	-	-	(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

Movimiento año 2021	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 2021	3.979.879	61.136	71.950	5.525.229	146.323	9.784.517
Movimientos						
Adiciones	848.137	-	-	-	-	848.137
Trasposos	(3.979.879)	-	165.967	3.568.664	245.248	-
Gasto por depreciación	-	-	(4.858)	(282.274)	(29.765)	(316.897)
Total movimientos	(3.131.742)	-	161.109	3.286.390	215.483	531.240
Saldo al 31 de diciembre de 2021	848.137	61.136	233.059	8.811.619	361.806	10.315.757

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\$55.239 y M\$108.804, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, 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 2022, existen propiedades, planta y equipo totalmente depreciados y en uso por M\$110.158 (M\$27.640 al 31 de diciembre de 2021).

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

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 2022 y 2021 son los siguientes:

	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	580.730	-	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 activo	-	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	-



	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de Enero de 2021	Movimientos		Saldo Neto al 31 de diciembre de 2021	Saldo al 31 de diciembre de 2021	
			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	(643.564)	93.764	-	(549.800)	-	(549.800)
	Perdidas Fiscales	-	1.023.627	-	1.023.627	1.023.627	-
	Provisiones	1.692.245	(1.605.064)	(4.052)	83.129	84.153	(1.024)
	Provisión Cuentas Recursos Humanos	143.328	-	-	143.328	143.328	-
	Provisión Cuentas Incobrables	1.547.402	(1.660.186)	-	(112.784)	(112.784)	-
	Otras Provisiones	1.515	55.122	(4.052)	52.585	53.609	(1.024)
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	1.048.681	(487.673)	(4.052)	556.956	1.107.780	(550.824)
Compensación						(550.824)	550.824
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	1.048.681			556.956	556.956	-

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 grabadas 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 2022, 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 2022 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 2022, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$1.842, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2021, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$2.715, 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, 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. Sin embargo, con fecha de 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley N°21.249 Servicios Básicos y durante 2021 se publicaron dos prórrogas- a la Ley 21.249 Servicios Básicos la cual dispone, de manera excepcional, medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. La normativa estableció, hasta el 31 de diciembre de 2021, la prohibición de corte de suministro a clientes residenciales (también a hospitales, centros de salud, hogares de menores y adultos mayores, organizaciones sin fines de lucro y microempresas, entre otros). En febrero de 2022, la Ley N°21.423 estableció un cronograma de pagos para todas las deudas derivadas de la aplicación de la Ley N°21.249 y sus prórrogas, es decir para las deudas contraídas en el período 18 de marzo de 2020 hasta 31 de diciembre de 2021, para los clientes que tengan un consumo promedio de 2021 de menos de 250 kWh y que tengan deuda del período antes indicado al 11 de febrero 2022, a través del cual cada cliente recibirá un subsidio en 48 cuotas mensuales iguales, con un límite máximo equivalente al 15% de su facturación mensual promedio del año 2021.

El saldo de la deuda que no pueda estar cubierta en las 48 cuotas será absorbido en parte (50%) por la empresa y el resto será aplicado a las tarifas de distribución en el proceso tarifario posterior al fin de las 48 cuotas (cuota 49). El sistema de cobro comenzará el 01 de agosto 2022. Según nuevo oficio circular N°140.129 del 30 de septiembre del 2022, el cliente ya no pierde su subsidio de forma completa en caso de no mantener su cuenta al día, si no que perderá el subsidio mensualmente tras haber transcurrido 45 días impagos desde el vencimiento del primer documento en el cual fue cargado el subsidio. Por lo tanto, se cargará solo cuota de prorratio como saldo anterior hasta que regularice su situación.

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.

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 compañía, 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 2022 y 2021, es el siguiente:

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

Detalle	Saldo al
	31 de diciembre de 2021
	Activos financieros medidos a costo amortizado
	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	5.815.556
Cuentas comerciales por cobrar a entidades relacionadas	1.898.722
Total corriente	7.714.278
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	479
Total no corriente	479
Total	7.714.757

El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Detalle	Saldo al	
	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2021
	Préstamos y cuentas por pagar	Préstamos y cuentas por pagar
	M\$	M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1.710.445	581.948
Cuentas comerciales por pagar a entidades relacionadas	6.639.513	4.589.960
Total corriente	8.349.958	5.171.908
Total	8.349.958	5.171.908

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 2022 y 2021 es el siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
	Corrientes	
Acreedores comerciales	1.631.953	477.969
Otras cuentas por pagar	78.492	103.979
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	1.710.445	581.948

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 2022 y 2021 es el siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
	Corrientes	
ACREEDORES COMERCIALES		
Proveedores por compra de energía(*)	240.322	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.391.631	477.969
Sub Total	1.631.953	477.969
OTRAS CUENTAS POR PAGAR		
Cuentas por pagar al personal	78.151	103.979
Otras cuentas por pagar	341	-
Sub Total	78.492	103.979
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.710.445	581.948

El detalle de los pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2022 y 2021, se expone en Anexo N°5.

19. PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.

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

Provisiones	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021	31-12-2022	31-12-2021
	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 2022 y 2021, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Detalle	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Obligaciones post empleo no corriente		
Indemnización por años de servicios	69.987	59.674
Total Obligaciones Post empleo, neto	69.987	59.674

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2022 y 2021 es el siguiente:

Valor presente de las Obligaciones post empleo y similares	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2021	108.379
Costo del Servicio Corriente.	7.120
Costo por Intereses.	2.173
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(12.899)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(2.107)
Contribuciones pagadas	(42.992)
Saldo al 31 de diciembre de 2021	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
Valor Presente de las Obligaciones post empleo y similares al 31 de diciembre de 2022	69.987

c) Los montos registrados en los resultados integrales de las operaciones al 31 de diciembre de 2022 y 2021 son los siguientes:

Total Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.022	7.120
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.169	2.173
Total gasto reconocido en el estado de resultados	4.191	9.293
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	6.122	(15.007)
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	10.313	(5.714)

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 2022 y 2021:

Hipótesis Actuariales Principales Utilizadas en Planes de Beneficios Definidos	Chile	
	31-12-2022	31-12-2021
Tasas de descuento utilizadas	5,4%	5,6%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,8%	3,8%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014
Tasa de Rotación	7,5%	6,6%

Sensibilización

Al 31 de diciembre de 2022, 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\$3.702 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$4.145 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\$7.165.

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	7.165
2	6.804
3	6.453
4	37.809
5	1.398
6 a 10	8.179

21. PATRIMONIO.

21.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021 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 2022 y 2021, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

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

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2021 M\$	Movimientos 2021 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2021 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 2022 y 2021, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Ventas de energía	14.972.479	12.523.026
Venta de electricidad Residencial	11.386.929	8.199.733
Venta de electricidad Comercial	1.949.171	2.261.986
Venta de electricidad Industrial	311.272	419.437
Otros Consumidores	1.325.107	1.641.870
Otras ventas	-	14.236
Ventas de productos y servicios	-	14.236
Otras prestaciones de servicios	312.562	1.061.254
Servicios de construcción de empalmes	113.095	356.449
Instalaciones específicas, redes y alumbrado público	61.205	430.893
Atención a clientes y otras prestaciones	138.262	273.912
Total Ingresos de actividades ordinarias	15.285.041	13.598.516
Otros Ingresos por naturaleza		
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	4	5
Ingreso por cancelación fuera de plazo de facturación	912	1.379
Total Otros ingresos por naturaleza	916	1.384

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 2022 y 2021, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Compras de energía	(12.622.002)	(10.069.473)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(714.157)	(220.945)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(13.336.159)	(10.290.418)

24. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de estas partidas al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(292.250)	(335.854)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.022)	(7.120)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(14.286)	(251.282)
Total	(307.558)	(594.256)

25. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.

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

Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Depreciaciones	(393.828)	(316.897)
Amortizaciones	-	(6.044)
Subtotal	(393.828)	(322.941)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (*)	(1.590.112)	(545.538)
Total	(1.983.940)	(868.479)

(*) 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 2022 y 2021, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Reparaciones y conservación	(215.880)	(180.969)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(242.943)	(350.496)
Tributos y tasas	(54.840)	(62.464)
Gastos administrativos	(245.940)	(109.531)
Total otros gastos por naturaleza	(759.603)	(703.460)

27. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del resultado financiero al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Ingresos financieros empresas relacionadas	268	1.685
Intereses por mora	296.434	225.833
Interes por convenio y financiamiento	1.855	11.328
Total Ingresos Financieros	298.557	238.846

Costos financieros y Otros	Saldo al	
	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
Costos Financieros	(369.169)	(19.756)
Obligaciones por beneficios post empleo	(3.168)	(2.173)
Gastos financieros empresas relacionadas	(365.917)	(17.424)
Otros costos financieros	(84)	(159)
Resultado por unidades de reajuste	51.758	2.865
Diferencias de cambio	-	(2)
Negativas	-	(2)
Total Costos Financieros	(317.411)	(16.893)
Total Resultado Financiero	(18.854)	221.953



Los orígenes de los efectos en resultado por aplicación de unidades de reajuste y diferencias de cambio son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	51.808	4.619
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(50)	-
Otras provisiones	-	(1.754)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	51.758	2.865

Diferencias de Cambio	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	(2)
Total Diferencias de Cambio	-	(2)

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 2022 y 2021:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	31-12-2022 M\$	31-12-2021 M\$
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(26.859)	344.833
Ingreso (Gasto) por Impuestos Corrientes, Neto, Total	(26.859)	344.833
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	763.433	(487.673)
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	763.433	(487.673)
Gasto por Impuesto a las Ganancias	736.574	(142.840)

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	31-12-2022	31-12-2021
	M\$	M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTO	(1.064.917)	1.477.080
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	287.528	(398.812)
Dividendos Financieros	-	587
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(26.859)	344.832
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	380.513	255.499
Corrección Monetaria Pérdida Tributaria de arrastre	158.516	-
Gastos rechazados no afectos al art 21	(46.456)	-
Diferencia de cambios de base y tasa impuestos diferidos resultado patrimonio	-	(361.487)
Otras diferencias permanentes	(16.668)	16.541
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	449.046	255.972
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	736.574	(142.840)

Conciliación de la tasa impositiva media efectiva y la tasa impositiva aplicable	31-12-2022	31-12-2021
Tasa Impositiva Legal	(27,00%)	(27,00%)
Gastos rechazados no afectos al Art° 21	4,36%	-
Dividendos financieros	-	0,04%
Efecto de la tasa impositiva de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	2,52%	23,35%
Corrección monetaria pérdida tributaria de arrastre	(14,89%)	5,59%
Corrección monetaria tributaria (patrimonio)	(35,73%)	11,70%
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	1,57%	1,12%
Diferencia de cambios de base y tasa impuestos diferidos resultado patrimonio	-	(24,47%)
Total ajustes a la Tasa Impositiva aplicable	(42,17%)	17,33%
Tasa Impositiva Efectiva	(69,17%)	(9,67%)



29. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

La Sociedad opera en el segmento de distribución de energía eléctrica y sus otros ingresos representan aproximadamente el 2,1% y 7,9%, al 31 de diciembre de 2022 y 2021 respectivamente, del total de ingresos.

30. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS.

30.1 Litigios y arbitrajes

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Sociedad no mantiene litigios y arbitrajes.

30.2 Situación por COVID-19

El Grupo continúa monitoreando de cerca la evolución de COVID-19 y todos los esfuerzos de la Compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores.

Por otra parte, la Compañía mantiene un seguimiento estrecho de las potenciales implicancias de COVID-19 en las áreas de interés, con el fin de evaluar, sobre la base de circunstancias comerciales específicas y de la disponibilidad de información fiable, la relevancia de la pandemia en la posición financiera y en el rendimiento económico del Grupo.

Los principales riesgos identificados están relacionados con las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar (ver nota 3.d.3 y 7.c).

31. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enel Colina S.A., al 31 de diciembre de 2022 y 2021, es la siguiente:

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

Pais	31-12-2021		
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total
Chile	1	6	7
Total	1	6	7

32. SANCIONES.

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021, la Sociedad no ha sido afectada por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile, o de otras autoridades administrativas.

33. MEDIO AMBIENTE.

La Sociedad no ha realizado desembolsos relacionados con el mejoramiento del medio ambiente al 31 de diciembre de 2022 y 2021.



34. HECHOS POSTERIORES.

Entre el 1 de enero de 2023 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros, no se tiene conocimiento de otros hechos de carácter financiero o de otra índole, que afecten en forma significativa la situación financiera y/o los resultados presentados.

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

La Sociedad no presenta inversiones al cierre del ejercicio 2022.

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 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 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 deterioro	-	-	-	(52.647)	(52.647)	-
Totales	5.511.967	195.391	19.467	2.127.506	7.854.331	3.911

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2021	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	2.336.069	42.285	45.507	9.454.005	11.877.866	-
Provisión de deterioro	(50.752)	(2.921)	(14.372)	(6.612.484)	(6.680.529)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	618.219	-	-	52.647	670.866	479
Provisión de deterioro	-	-	-	(52.647)	(52.647)	-
Totales	2.903.536	39.364	31.135	2.841.521	5.815.556	479

b) Resumen de estratificación de la cartera.

31 de diciembre de 2022						31 de diciembre de 2021							
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	6.450	5.369.013	17.646	109.572	24.096	5.478.585	Al día	11.455	1.975.409	1.088	360.660	12.543	2.336.069
Entre 1 y 30 días	616	17.359	34	354	650	17.713	Entre 1 y 30 días	412	18.739	67	3.479	479	22.218
Entre 31 y 60 días	365	107.231	26	2.188	391	109.420	Entre 31 y 60 días	66	70	66	5.299	132	5.369
Entre 61 y 90 días	700	103.885	29	2.120	729	106.005	Entre 61 y 90 días	40	10.301	40	4.395	80	14.896
Entre 91 y 120 días	375	24.385	27	498	402	24.883	Entre 91 y 120 días	24	2.528	24	4.069	48	6.597
Entre 121 y 150 días	364	8.435	21	172	385	8.607	Entre 121 y 150 días	22	641	22	1.928	44	2.569
Entre 151 y 180 días	1	420	63	9	64	428	Entre 151 y 180 días	31	32.515	31	3.826	62	36.341
Entre 181 y 210 días	-	-	-	-	-	-	Entre 181 y 210 días	15	139.766	15	1.662	30	141.428
Entre 211 y 250 días	499	23.078	27	471	526	23.549	Entre 211 y 250 días	14	842	14	1.974	28	2.816
Más de 251 días	11.675	9.959.635	1.207	203.258	12.882	10.162.893	Más de 251 días	10.137	9.138.736	682	171.027	10.819	9.309.763
Totales	21.045	15.613.440	19.080	318.642	40.125	15.932.082	Totales	22.216	11.319.547	2.049	558.319	24.265	11.877.866

c) Provisiones.

Provisiones		Saldo al	
		31-12-2022	31-12-2021
Provisión cartera no repactada	M\$	1.550.502	482.435
Provisión cartera repactada	M\$	39.610	63.103
Total	M\$	1.590.112	545.538



c.1) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones		31-12-2022		31-12-2021	
		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		88	1.667	2.601	3.389
Monto de las operaciones		M\$ 367.447	1.590.112	977.568	545.538
Total		M\$ 367.447	1.590.112	977.568	545.538

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 2022 y 2021 es la siguiente:

a) Deudores Comerciales	Saldo al 31 de diciembre de 2022											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-365 días	Morosidad Mayor a 365 días	Total Corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
DISTRIBUCIÓN												
Cuentas Comerciales bruto	5.478.585	17.713	109.420	106.005	24.883	8.607	428	-	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	-	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	-	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	-	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	-	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	-	8.281	25.445	2.093.780	7.661.440

a) Deudores Comerciales	Saldo al 31 de diciembre de 2021											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad 251-365 días	Morosidad Mayor a 365 días	Total Corrientes
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
DISTRIBUCIÓN												
Deudores Comerciales bruto	2.336.069	22.219	5.369	14.697	6.597	2.569	36.341	141.427	2.816	114.685	9.195.078	11.877.867
-Clientes Masivos	2.336.069	22.219	5.369	14.697	6.597	2.569	36.341	141.427	2.816	114.685	9.195.078	11.877.867
Provisión Deterioro	(50.752)	(453)	(57)	(2.411)	(2.154)	(1.132)	(11.085)	(54.262)	(2.011)	(80.287)	(6.475.925)	(6.680.530)
Total	2.285.317	21.765	5.312	12.285	4.443	1.437	25.256	87.165	805	34.399	2.719.153	5.197.337
Servicios No Facturados	1.076.142	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.076.142
Servicios Facturados	1.259.927	22.219	5.369	14.697	6.597	2.569	36.341	141.427	2.816	114.685	9.195.078	10.801.725
Total Deudores Comerciales Brutos	2.336.069	22.219	5.369	14.697	6.597	2.569	36.341	141.427	2.816	114.685	9.195.078	11.877.867
Total Provisión Deterioro	(50.752)	(453)	(57)	(2.411)	(2.154)	(1.132)	(11.085)	(54.262)	(2.011)	(80.287)	(6.475.925)	(6.680.530)
Total Deudores Comerciales Netos	2.285.317	21.765	5.312	12.285	4.443	1.437	25.256	87.165	805	34.399	2.719.153	5.197.337

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 2022											Total 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	

b) Tipo de cartera	Saldo al 31 de diciembre de 2021											Total 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	1.975.409	18.739	70	10.301	2.528	641	32.515	139.765	842	9.138.736	11.319.547	
-Clientes Masivos	1.975.409	18.739	70	10.301	2.528	641	32.515	139.765	842	9.138.736	11.319.547	
número de Clientes no repactados	11.455	412	66	40	24	22	31	15	14	10.137	22.216	
Cartera repactada	1.975.409	18.739	70	10.301	2.528	641	32.515	139.765	842	9.138.736	11.319.547	
-Clientes Masivos	360.660	3.480	5.299	4.395	4.069	1.928	3.826	1.662	1.974	171.027	558.319	
número de Clientes repactados	1.088	67	66	40	24	22	31	15	14	682	2.049	
Total cartera bruta	2.336.069	22.219	5.369	14.697	6.597	2.569	36.341	141.427	2.816	9.309.763	11.877.867	

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 31-12-2022				Saldo al 31-12-2021			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
	Hasta 30 días	-	1.391.631	240.322	1.631.953	-	477.969	-
Total	-	1.391.631	240.322	1.631.953	-	477.969	-	477.969
Período promedio de pago cuentas al día		30	30		30	30		

Detalle de pagos a proveedores	Saldo al 31-12-2022				Saldo al 31-12-2021			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
	Proveedores por compra de energía	-	-	240.322	240.322	-	40.654	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	-	1.391.631	-	1.391.631	-	437.315	-	437.315
Total	-	1.391.631	240.322	1.631.953	-	477.969	-	477.969

ANEXO N°6 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE.

ESTIMACIONES DE VENTAS DE ENERGÍA.

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

BALANCE	31-12-2022	31-12-2021
	Energía y Potencia M\$	Energía y Potencia M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	3.005.168	1.076.142
Total activo estimado	3.005.168	1.076.142
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	885.746	741.705
Total pasivo estimado	885.746	741.705

RESULTADO	31-12-2022	31-12-2021
	Energía y Potencia M\$	Energía y Potencia M\$
Ventas de energía terceros	3.187.668	456.781
Total ventas de energía	3.187.668	456.781
Compra energía relacionada	885.746	741.705
Total compra de energía	885.746	741.705





ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

RESUMEN ECONÓMICO-FINANCIERO

Durante el ejercicio 2022, Enel Colina S.A. presentó ingresos por M\$15.285.957 lo que representa un aumento de M\$1.686.057 correspondiente a un 12,4% respecto al ejercicio 2021, obteniendo un margen de contribución de M\$2.096.048.

El resultado bruto de explotación fue de M\$937.877 lo que representa una disminución de M\$1.182.693 correspondiente a un 55,8%, respecto al ejercicio 2021.

El resultado obtenido por la sociedad al 31 de diciembre de 2022, es una pérdida de M\$328.343, que significa una disminución de M\$1.662.585 respecto al ejercicio anterior, en que se obtuvo una utilidad de M\$1.334.240, lo que se explica principalmente por (1) el aumento en las pérdidas por deterioro por la aplicación de NIIF 9 por M\$1.044.064, producto de una mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales debido principalmente a un incremento en los factores de incobrabilidad a la deuda comercial y aumento de la base de cuentas por cobrar, y por (2) el incremento en los gastos financieros por M\$349.413 principalmente producto de los intereses de la cuenta por pagar por caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile.

1. Principales Consideraciones Operacionales

El margen de contribución disminuyó un 40,6% respecto al ejercicio 2021, alcanzando M\$2.096.048, que se explica principalmente por un aumento en las Compras de Energía en el 2022.

2. Principales Consideraciones No Operacionales

El resultado financiero disminuyó en M\$243.845 como consecuencia de (1) mayores gastos financieros por M\$349.413 producto de la cuenta por pagar por caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile y por (2) menores ingresos procedente de inversiones por M\$3.036, compensado por (3) mayores ingresos por intereses por mora a clientes por M\$59.711, por (4) mayores ingresos financieros por unidades de reajuste por M\$48.893.

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.

Empresa de distribución Enel Colina S.A.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

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 la cuenta por pagar por concepto de caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile es de M\$5.731.456.

1.- Análisis del Estado de Resultados

El resultado obtenido por la sociedad al 31 de diciembre de 2022, es una pérdida de M\$328.343, que significa una disminución de M\$1.662.585 respecto al ejercicio anterior, en que se obtuvo una utilidad de M\$1.334.240.

La comparación y las variaciones en cada ítem del estado de resultados se presentan en el siguiente cuadro:

Estado de Resultados M\$	dic-22	dic-21	Variación	%Variación
	M\$	M\$	Dic 22 - Dic 21 M\$	Dic 22 - Dic 21 M\$
INGRESOS	15.285.957	13.599.900	1.686.057	12,4%
Ventas	15.285.041	13.598.516	1.686.525	12,4%
Ventas de Energía	15.021.181	12.645.670	2.375.511	18,8%
Otras Ventas	263.860	952.846	(688.986)	(72,3%)
Otros Ingresos de Explotación	916	1.384	(468)	(33,8%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(13.189.909)	(10.290.418)	(2.899.491)	28,2%
Compras de Energía	(12.622.001)	(10.069.473)	(2.552.528)	25,4%
Otros Aprovechamientos Variables y Servicios	(567.908)	(220.945)	(346.963)	157,0%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2.096.048	3.309.482	(1.213.434)	40,6%
Trabajos para el Inmovilizado	55.239	108.804	(53.565)	(49,2%)
Gastos por beneficios a los empleados	(307.558)	(594.256)	286.698	(48,2%)
Otros Gastos por naturaleza	(905.852)	(703.460)	(202.392)	28,8%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	937.877	2.120.570	(1.182.693)	(55,8%)
Gastos por depreciación y amortización	(393.828)	(322.941)	(70.887)	22,0%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(1.590.112)	(545.538)	(1.044.574)	191,5%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(1.046.063)	1.252.091	(2.298.154)	(183,6%)
RESULTADO FINANCIERO	(18.854)	224.989	(243.845)	(108,4%)
Ingresos Financieros	298.557	238.846	59.711	25,0%
Gastos Financieros	(369.169)	(19.756)	(349.413)	1768,6%
Resultados por Unidades de Reajuste	51.758	2.865	48.893	1706,6%
Pérdida Procedente de Inversiones	-	3.036	(3.036)	(100,0%)
Diferencias de Cambio	-	(2)	-	(100,0%)
Negativas	(2)	(2)	-	0,0%
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	(1.064.917)	1.477.080	(2.541.999)	(172,1%)
Impuesto Sobre Sociedades	736.574	(142.840)	879.414	(615,7%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	(328.343)	1.334.240	(1.662.585)	(124,6%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	(328.343)	1.334.240	(1.662.583)	(124,6%)
RESULTADO DEL PERÍODO	(328.343)	1.334.240	(1.662.583)	(124,6%)
Sociedad Dominante	(328.343)	1.334.240	(1.662.583)	(124,6%)

El resultado bruto de explotación presenta una variación negativa de M\$1.182.693, dicha variación se explica por los siguientes conceptos:

Empresa de distribución Enel Colina S.A.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

Ingresos por ventas de energía alcanzaron los M\$15.021.181, presentando un aumento de M\$2.375.511 equivalente a un 18,8%, principalmente por una mayor venta física de energía.

Compras de energía ascendieron a M\$12.622.001, presentando un aumento de M\$2.552.528 equivalente a un 25,4% explicado principalmente por una mayor compra física de energía.

Pérdida por deterioro alcanzó los M\$1.590.112, presentando un aumento de M\$1.044.574 equivalente a un 191,5% respecto al año anterior, explicado por una mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales debido principalmente a un incremento en los factores de incobrabilidad a la deuda comercial y aumento de la base de cuentas por cobrar.

El resultado financiero de la compañía disminuyó en M\$243.845, equivalente a un 108,4%, pasando de una utilidad de M\$224.989 en el año 2021, a una pérdida de M\$18.854 en el ejercicio 2022.

Lo anterior se explica por las siguientes variaciones:

Ingresos y gastos financieros alcanzó una variación negativa de M\$289.702 respecto al ejercicio del año anterior, esta variación se debe principalmente a mayores ingresos financieros por intereses por mora a clientes por M\$59.711 y mayores gastos financieros por M\$349.413 producto de los intereses de la cuenta por pagar por caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile.

Impuesto a la renta e Impuestos diferidos presenta una disminución de M\$879.414 respecto al ejercicio anterior, asociado a un menor resultado de explotación de la Sociedad.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

2. - Análisis del Balance General

Activos (miles de \$)	dic-22	dic-21	Variación Dic 22 - Dic 21	%Variación Dic 22 - Dic 21
Activos Corrientes	9.561.449	8.598.169	963.280	11,2%
Activos No corrientes	12.266.539	10.971.458	1.295.081	11,8%
Total Activos	21.827.988	19.569.627	2.258.361	11,5%

Los activos totales de la Compañía presentan un aumento de M\$2.258.361 respecto al ejercicio anterior, esto se debe principalmente por:

- Aumento en los activos corrientes principalmente por las cuentas por cobrar a clientes masivos, debido a una mayor deuda de energía.
- Aumento en los inventarios producto de mayores compras de materiales eléctricos a Enel Distribución Chile.
- Aumento en los activos no corrientes principalmente por propiedades planta y equipo, debido a adiciones por construcciones en curso del ejercicio.

Pasivos (miles de \$)	dic-22	dic-21	Variación Dic 22 - Dic 21	%Variación Dic 22 - Dic 21
Pasivos Corrientes	8.533.421	5.952.561	2.580.860	43,4%
Pasivos No Corrientes	69.987	59.674	10.313	17,3%
Patrimonio Neto	13.224.580	13.557.392	(332.812)	(2,5%)
Total Pasivos	21.827.988	19.569.627	2.258.361	11,5%

Los pasivos totales de la Compañía presentan un aumento de M\$2.258.361 respecto al ejercicio anterior, esto se debe principalmente por:

- Los pasivos corrientes aumentaron un M\$2.580.860 respecto a diciembre de 2021 equivalente a un aumento de un 43,4%, que se explica principalmente por una mayor Deuda Financiera con la sociedad Enel Chile S.A.
- El patrimonio, disminuyó en M\$332.812 respecto a diciembre de 2021, que equivale a un 2,5% que se explica fundamentalmente por la pérdida obtenida en el ejercicio.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

Principales Indicadores:

Indicador		Unidad	dic-22	dic-21	Variación	%Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,12	1,44	(0,32)	(22,2%)
	Razón Ácida (1)	Veces	1,12	1,44	(0,32)	(22,2%)
	Capital de Trabajo	M\$	1.028.028	2.645.608	(1.617.580)	(61,1%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,65	0,44	0,21	47,7%
	Deuda Corto Plazo	%	0,99	0,99	-	0,0%
	Cobertura Gastos Financieros (2)	Veces	1.288.192,00	2.365.315,00	(1.077.123,00)	(45,5%)
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio	%	-2,48%	9,84%	(12,32%)	(125,2%)
	Rentabilidad del Activo	%	-1,50%	6,82%	(8,32%)	(122,0%)

- (1) Activo circulante neto de gastos anticipados
(2) Se utilizó RAIIDAIE dividido por gastos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2022 alcanza a 1,12 veces que muestra una disminución de 0,32% 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 0,65 veces a diciembre 2022 lo que comparado con el ejercicio 2021 presenta una variación de 47,7% lo que se explica por un incremento en la deuda financiera con la sociedad matriz Enel Chile.

Respecto al índice de rentabilidad del patrimonio alcanza a -2,48% que a diciembre del año anterior alcanzaba a 9,84%, esta disminución de 125,2% 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 2022

3. - Principales Flujos de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio, un flujo neto positivo de M\$1.842, el que está compuesto de la siguiente manera:

Flujo de Efectivo (miles de \$)	dic-22	dic-21	Variación Dic 22 - Dic 21	%Variación Dic 22 - Dic 21
de la Operación	(5.690.840)	3.269.787	(8.960.627)	(274,0%)
de Financiamiento	5.369.497	(1.463.386)	6.832.883	(466,9%)
de Inversión	320.470	(1.803.846)	2.124.316	(117,8%)
Flujo neto del ejercicio	1.842	2.715	(873)	(32,2%)

Las actividades de operación generaron un flujo neto negativo de M\$5.690.840, este flujo está compuesto principalmente por el aumento de los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios del ejercicio.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo de M\$5.369.497 originado por pagos y cobros por concepto de caja centralizada con la controladora de la matriz Enel Chile S.A.

Las actividades de inversión generaron un flujo de M\$320.470 originado principalmente por préstamos y fondos transferidos con la controladora de la matriz Enel Chile S.A. y por compras de propiedades, planta y equipo.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

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 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.

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:

	31-12-2022	31-12-2021
	%	%
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

Empresa de distribución Enel Colina S.A.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

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.

16.1 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 2022 no existe exposición a este riesgo ya que la Sociedad no posee activos y pasivos en moneda extranjera.

16.2 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 2022, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$1.842, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2021, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$2.715, en efectivo y otros medios equivalentes.

16.3 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, 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. Sin embargo, con fecha de 8 de agosto de 2020, fue publicada la Ley N°21.249 Servicios Básicos -y que durante 2021 se publicaron dos prórrogas- la cual dispone, de manera excepcional, medidas en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. La normativa estableció, hasta el 31 de diciembre

Empresa de distribución Enel Colina S.A.



ANÁLISIS RAZONADO

ESTADOS FINANCIEROS ENEL COLINA S.A.
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022

de 2022, la prohibición de corte de suministro a clientes residenciales (también a hospitales, centros de salud, hogares de menores y adultos mayores, organizaciones sin fines de lucro y microempresas, entre otros) y el prorrateo de la deuda contraída en este período en 48 cuotas (última actualización), sin multas, intereses, ni gastos asociados, previa acreditación de condiciones que la misma normativa señala. Además, impone la obligación de establecer plataformas de atención al cliente, por internet y telefonía, que permitan formular las solicitudes para acceder a estos beneficios.

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.

16.4 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.

Empresa de distribución Enel Colina S.A.





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 la Norma 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

Juan Apablaza Jiménez
Rut: 8.040.309-7



enel