

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



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

enel



Memoria Anual
Enel Colina S.A. 2021

Enel is Open Power

POSICIONAMIENTO

Open Power

VISIÓN

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

MISIÓN

Abrimos el acceso a la energía a más personas.
Abrimos el mundo de la energía a la nueva tecnología.
Nos abrimos al nuevo uso de la energía.
Nos abrimos a las nuevas formas de gestionar la energía para la gente.
Nos abrimos a nuevas alianzas.

COMPORTEAMIENTO

- Toma decisiones en la vida cotidiana y asume la responsabilidad.
- Comparte la información mostrándose abierto a la contribución con los demás.
- Mantiene los compromisos adquiridos, llevando adelante las actividades con compromiso y pasión.
- Modifica rápidamente sus prioridades si cambia el contexto.
- Lleva los 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 velocidad.
- Propone nuevas soluciones y no se rinde frente a obstáculos y fracasos.
- Reconoce el mérito de los colegas y da feedback que mejora la contribución dada.

VALORES

Confianza
Proactividad
Responsabilidad
Innovación

Antecedentes Relevantes



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 M\$82.222 representado por 82.222.000 acciones. La sociedad tiene como objeto social la prestación de servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional, junto con aquellas actividades que sean imprescindibles para la prestación del servicio público de distribución y aquellas que contribuyan al cumplimiento de dicho objeto, en conformidad con la normativa sectorial correspondiente.

El negocio de distribución eléctrica en 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 M\$19.569.627 al 31 de diciembre de 2021. En 2021 obtuvo una utilidad de M\$1.334.240.

Antecedentes relevantes

Al 31 de diciembre	2021	2020	Variación
Resultados Individuales			
Ingresos de explotación (en miles de pesos)	13.599.900	12.214.739	11,34%
Resultado de explotación (en miles de pesos)	1.252.091	563.150	122,34%
Utilidad del ejercicio (en miles de pesos)	1.334.240	715.642	86,44%
Activos totales (en miles de pesos)	19.569.627	15.512.884	26,15%
Patrimonio (en miles de pesos)	13.557.392	12.212.658	11,01%
Número de acciones	82.222.000	82.222.000	0,00%
Utilidad por acción (pesos)	0,01	0,01	0,00%

Indice



1.	Identificación de la sociedad	10
	Documentos constitutivos	13



2.	Gobernanza	14
	Gobierno Coporativo	16
	Identificación del controlador	17
	Directorio	18
	Remuneraciones del directorio	19



3.	Administración y Personal	20
	Principal Ejecutivo	22
	Estructura Organizacional	22



4.	Regulación sectorial	24
	Entorno y marco regulatorio	26
	Entorno	26
	Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	26



5.	Actividades y negocios de la entidad	28
	Antecedentes históricos	30
	Objeto social	30
	Descripción del negocio	30
	Principales activos	31



6.	Factores de riesgo	32
	Política de gestión de riesgos	34
	Gobernanza de la gestión de riesgos	34
	Principales riesgos identificados	36
	Gestión de riesgos financieros	42



7.	Información sobre Hechos Relevantes o Esenciales	44
	Utilidad Distribuible	47
	Política de Dividendos	47
	Política de Inversión y financiamiento	47



8.	Estados Financieros	48
-----------	----------------------------	-----------



9.	Declaración de responsabilidad	128
-----------	---------------------------------------	------------

1. Identificación de la Sociedad

Acerca de Enel Colina

La Sociedad Enel Colina es una sociedad anónima cerrada, que está inscrita en la CMF desde el 20 de diciembre de 2021 y que está sujeta a la normativa vigente.





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	eecolina@enel.com
Audidores externos	BDO Auditores & Consultores Ltda.

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 ter de la Ley N°21.194 denominada "Ley Corta de Distribución", la cual modificó la Ley General de Servicios Eléctricos. Dicha norma dispone que las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán constituirse como sociedades anónimas abiertas o cerradas, sujetas a las obligaciones de información y publicidad a que se refiere el inciso séptimo del artículo 2 de la ley N°18.046.

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

2. Gobernanza

Gobierno Corporativo

La estructura de Gobierno Corporativo de la Sociedad Enel Colina constituye un elemento fundamental para asegurar una gestión eficiente y exitosa.





Gobernanza

Gobierno Corporativo

Propiedad y Control

Enel Colina posee 2 accionistas con derecho a voto, que poseen un total de 82.222.000 acciones al 31 de diciembre de 2021. Al cierre del último ejercicio, la estructura de la propiedad de Enel Colina S.A fue la siguiente:

Nombre o razón social	Acciones	Participación %
Enel Distribución Chile S.A. Matriz	82.221.835,56	99,9%
Enel Chile S.A. Controladora de la Matriz	164,44	0,1%
Total	82.222.000	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 2021, el 99,9% de la participación accionaria de Enel Colina S.A.

Por su parte, al 31 de diciembre de 2021, 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:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Enel Chile S.A.	1.140.279.406	99,09%
Nevasa S.A Corredores De Bolsa	965.438,00	0,08%
Quest Acciones Chile Fondo De Inversion	573.403,00	0,05%
Inversiones Guallatiri Limitada	476.231,00	0,04%
Larrain Vial SA Corredora De Bolsa	402.573,00	0,03%
Banchile Corredores De Bolsa S A	267.432,00	0,02%
Inversiones Tacora Limitada	251.562,00	0,02%
Santander Corredores De Bolsa Limitada	165.832,00	0,01%
Briceno Diaz Gilda Del Carmen	122.899,00	0,01%
Abusleme Manzur Maria	110.988,00	0,01%
Monteverde Biggio Juan	100.610,00	0,01%
Constructora Cosal Sa	93.138,00	0,01%
Otros	6.932.649	0,60%
TOTAL	1.150.742.161	100,00%

Directorio

Estructura de la propiedad

1. Presidente

Rodrigo Arévalo Cid

Ingeniero Civil
Universidad Técnica Federico Santa María
Rut: 7.081.728-4

2. Director

Carlos Morales Rojas

Psicólogo
Universidad del Mar
Rut: 13.020.441-4

3. Director

Rodrigo Vargas Gómez

Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Santiago de Chile
Rut: 13.535.122-9

Enel Colina S.A. es administrada por un Directorio compuesto de tres integrantes 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.

No se contempla la existencia de miembros suplentes del directorio.



Remuneraciones del directorio

Los integrantes del Directorio no perciben remuneración.

Diversidad en el directorio

- Número de personas por género

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

- Número de personas por nacionalidad

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

- Número de personas por rango de edad

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

- Número de personas por antigüedad

	Enel Colina S.A.
Menos de 3 años	1
Más de 3 años	2
Total general	3

Diversidad en el resto de la organización de Enel Colina

- Número de personas por género

	Enel Colina S.A.
Femenino	3
Masculino	4
Total general	7

- Número de personas por nacionalidad

	Enel Colina S.A.
Chilena	6
Extranjera	1
Total general	7

- Número de personas por rango de edad

	Enel Colina S.A.
Entre 30 y 40 años	5
Entre 41 y 50 años	1
Entre 51 y 60 años	1
Entre 61 y 70 años	0
Total general	7

- Número de personas por antigüedad

	Enel Colina S.A.
Menos de 3 años	4
Más de 3 años	3
Total general	7

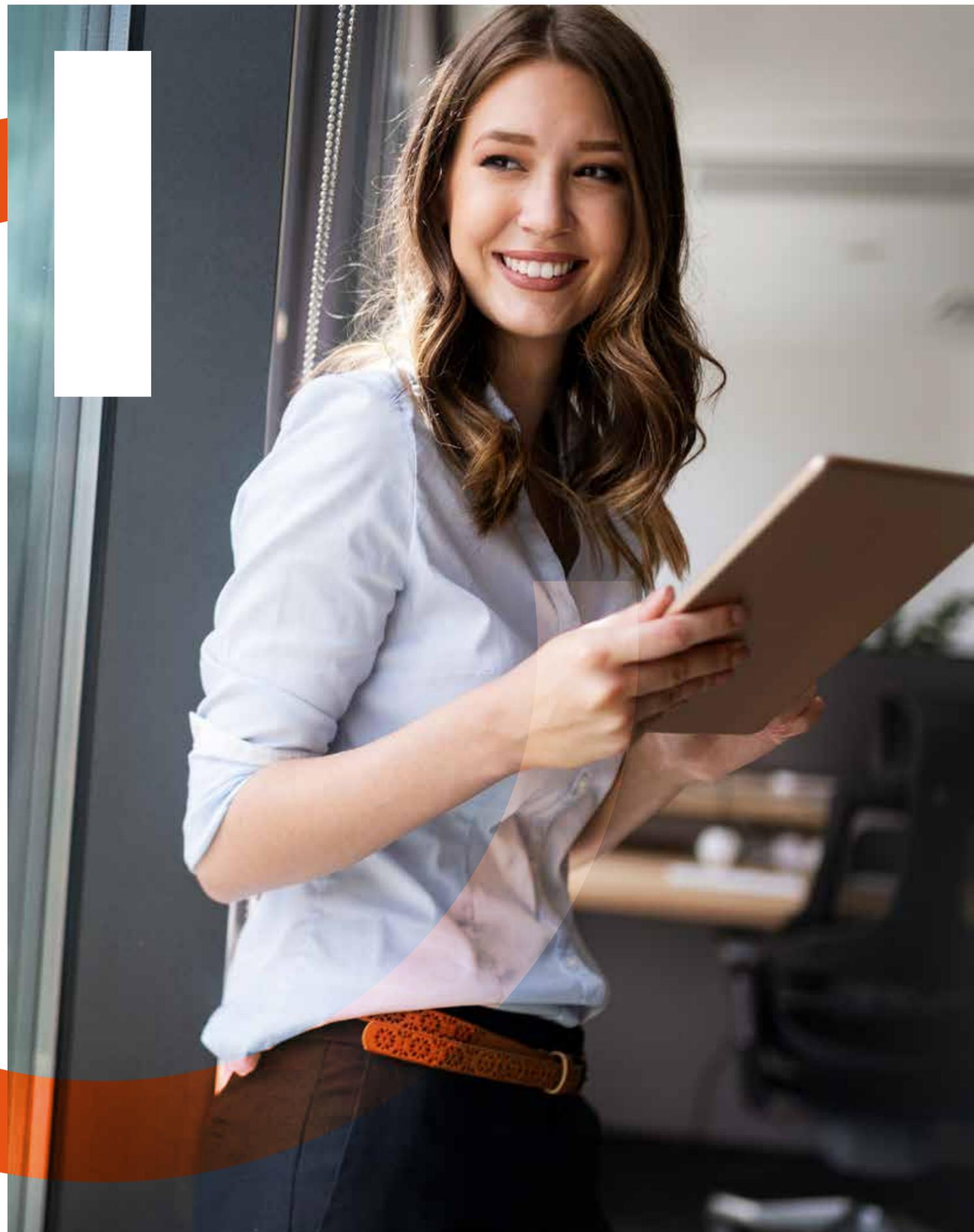
- Salario medio fijo de las mujeres respecto a los hombres atendiendo a su categoría profesional

	Enel Colina S.A.
Profesionales	92,0%
Administrativos	0% (*)
Media	88,3%

(*) La Sociedad no tiene personal administrativo femenino, ya que se acogió al Plan de Retiro Voluntario durante el año 2021.

3. Administración y Personal

La Sociedad Enel Colina esta conformada por un Gerente General y tres Directores. Actualmente recibe los servicios de operación, mantenimiento y administración por parte de Enel Distribución Chile S.A.



Administración y Personal

Principal ejecutivo

Gerente General

Juan Apablaza Jiménez

Contador Auditor

Universidad de Chile

Rut: 8.040.309-7

Estructura organizacional

Presidente del Directorio

Rodrigo Arévalo Cid

Gerente General

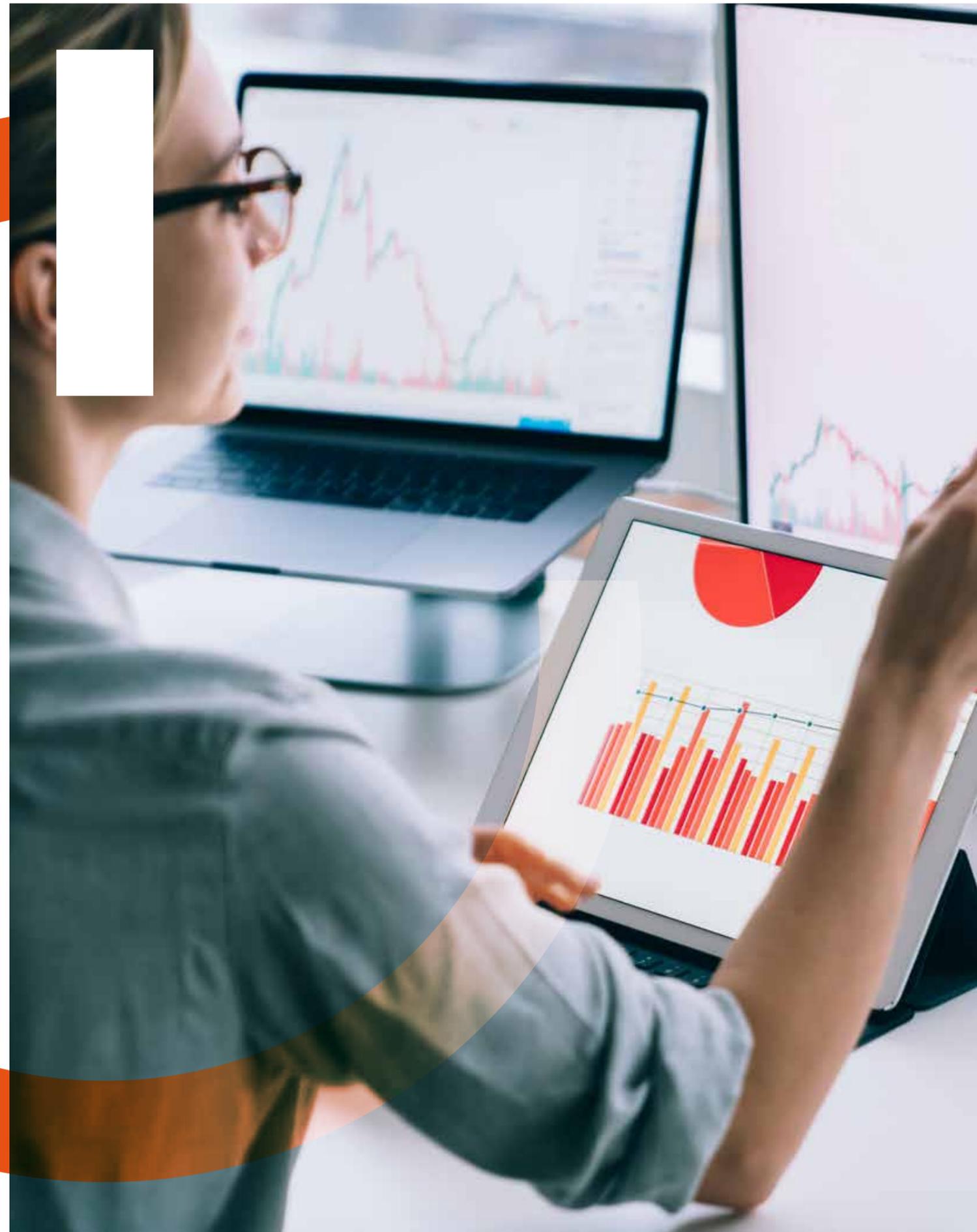
Juan Apablaza Jiménez

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



4. Regulación Sectorial

Enel Colina participa en la distribución de energía eléctrica en la comuna de Colina, que opera 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.



Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

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 este 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.

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,

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.

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 cap. 9. Estados Financieros, **Nota 4 "Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico"**.

5. Actividades y Negocios de la Entidad

Antecedentes Históricos

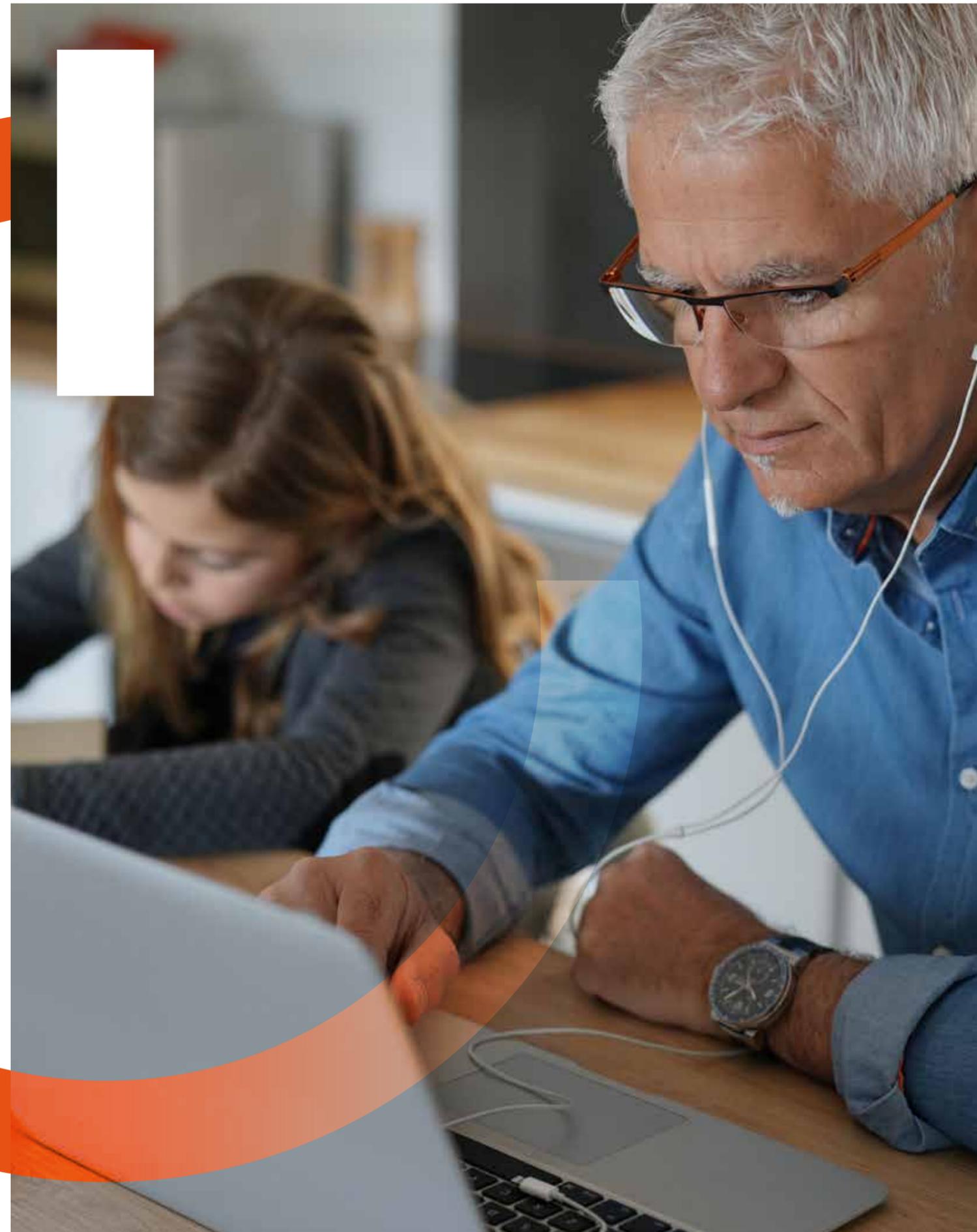
La Sociedad Enel Colina S.A con fecha 28 de mayo de 2020 se transforma de una sociedad Limitada a una Sociedad Anónima Cerrada en cumplimiento de la Ley Corta de Distribución.

Objeto Social

La Sociedad Enel Colina tiene por objeto la prestación de servicio público de distribución de energía eléctrica dentro del territorio nacional (comuna de Colina).

Descripción del Negocio

El Negocio de distribución eléctrica en que opera la Sociedad Enel Colina S.A., se rige bajo el contrato de concesión.



Actividades y negocios de la entidad

Antecedentes históricos

La compañía Empresa Electrica 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 Electrica de Colina Limitada, según consta ante notario suplemente don Patricio Zaldívar Mackenna de la Octava Notaria 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.

Objeto social

Enel Colina 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.

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 2020, la empresa tenía un total de 28.827 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 seis (6) 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.



6. Factores de Riesgo

El negocio eléctrico está expuesto a los riesgos generados por el cambio climático.



Factores de riesgo

Política de gestión de riesgos

Enel Colina S.A. sigue las directrices del Sistema de Control Interno de Gestión de Riesgos (SCIGR) definido en el nivel Holding (Enel SpA), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, y demás medidas que se aplicarán en los diferentes niveles de la Compañía para la identificación, análisis, evaluación, tratamiento 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 SpA, 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, existe una Política de Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, 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	Lineamientos y metodologías para la gestión de garantías recibidas, que permitan mitigar el riesgo de contraparte, tanto en el perfil del proveedor como del garante.
Política Control de Riesgos de Commodities	Para el control de los riesgos de incumplimiento de la regulación de precios, volumen, tipo de cambio, crédito y contraparte de commodities y regulación financiera.
Política Control de Riesgo de Crédito y Contrapartes	Minimiza la probabilidad de que los resultados esperados se vean afectados por el incumplimiento o la reducción de la calidad crediticia de una contraparte.
Política Control de Riesgo Financiero	Control de los riesgos de mercado financiero, contraparte financiera, liquidez y operacionales.

Gobernanza de la gestión de riesgos

La estructura de control y gestión de riesgos organizacionales de la Sociedad 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 la ruptura de límites; 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 la Sociedad considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles:

- **Primera Línea de Defensa:** control y gestión de riesgos por parte de las Unidades de Negocio / Front Office Risk Owners.
- **Segunda Línea de Defensa:** se activa mediante diversas funciones de los controles internos desarrollados para garantizar la gestión óptima del riesgo y la supervisión del cumplimiento establecida, por parte del área de Risk Control.
- **Tercera Línea de Defensa:** corresponde a mecanismos de evaluación independiente por parte del área de Auditoría Interna, para asegurar 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 31.000:2018 (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 la metodología COSO (Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway).

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 esta Enel Colina.

Principales riesgos identificados

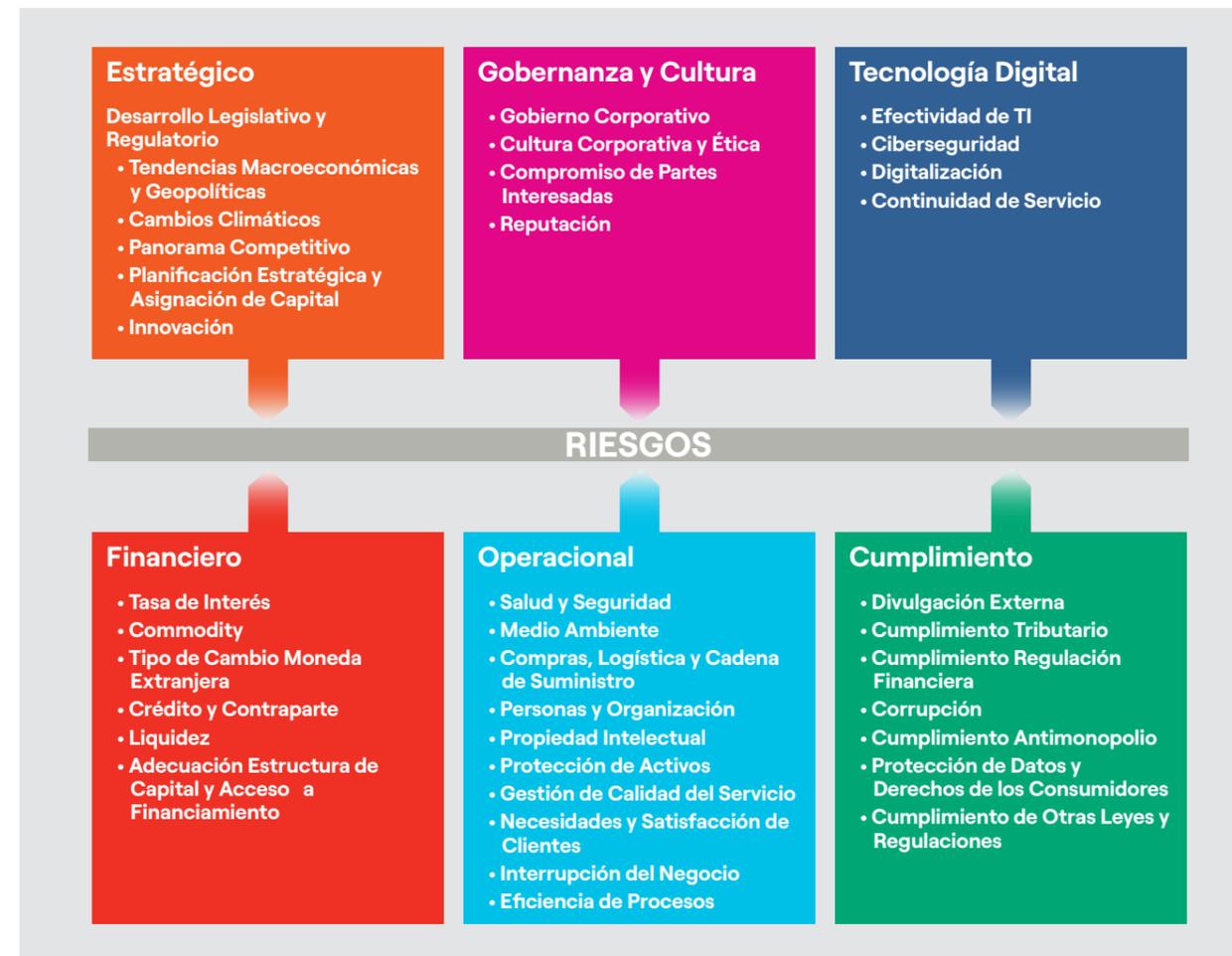
En enero de 2020 se aprobó una nueva taxonomía de riesgos para la Sociedad, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías. Su gestión abarca el proceso completo de evaluación de riesgos (identificación, análisis y valoración) de acuerdo con la ISO 31.000:2018, reflejando de forma clara los riesgos evaluados, así como las probabilidades e impactos de estos, cuantificados antes y después de las acciones de mitigación.

Cada área responsable, en conjunto con el área de gestión de riesgos, 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, de escenario, operativos, legales, fiscales, regulatorios, de ciberseguridad, sostenibilidad y reputación.

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 de la Sociedad. Las subcategorías son:

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

Riesgos financieros

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

- Los riesgos propios del mercado financiero, debido a la volatilidad de las tasas de interés y tasas de cambio.
- 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 & contraparte.

Las subcategorías son:

- Tasa de interés;
- Commodity;
- Tipo de cambio moneda extranjera;
- Crédito y contraparte;
- Liquidez;
- Adecuación de la estructura de capital y acceso a financiamiento.

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

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. Entre estos se encuentran:

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

Riesgos de cumplimiento (compliance)

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

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

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 identificados son:

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

Para hacer frente a esta amenaza transversal, que tiene las mismas formas e impactos en todo el mundo, la Sociedad tiene un área especializada llamada *Cyber Emergency Readiness Team (CERT)* única, centralizada y altamente preparada que monitorea y apoya a todas las compañías del Grupo.

El CERT es parte del área de Ciberseguridad, compuesta por la Oficina Técnica, que monitorea y protege continuamente (24x7x365) las instalaciones de los múltiples ataques a los que están expuestas las Compañías, así como un área de recopilación de eventos, SOC (*Software Operation Center*), que analiza y estudia los diferentes problemas que enfrentan los sistemas, en busca de mejoras continuas para la protección de toda la Organización.

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

El CERT, que opera desde Italia y España, también tiene un gerente local, un punto focal en cada país sudamericano, que forma parte del CERT y es responsable de informar los posibles riesgos locales y tomar las medidas necesarias para garantizar la continuidad operativa.

los empleados y alta dirección, en violación de los valores éticos de la Compañía. Estos riesgos son:

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

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, son incorporados al plan estratégico de Enel Colina. El no cumplimiento de estos compromisos 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 climático cobran especial relevancia por sus impactos ambientales, sociales y económicos. De estos se pueden distinguir dos tipos:

- **Riesgos físicos¹**: están relacionados con la aparición de condiciones climáticas extremas o con cambios graduales pero estructurales de las condiciones climáticas. Los eventos extremos podrían exponer a Enel Colina a una indisponibilidad más o menos prolongada de activos e infraestructura, costos de recuperación, molestias a los clientes, entre otros.

Las grandes inversiones que la Compañía realiza en la red de distribución para que sea más resiliente a estos fenómenos climáticos son la medida de mitigación

y adaptación que la Compañía está tomando en el perímetro de sus activos. Todas las áreas de la Compañía están sujetas a la Certificación ISO 14.001 y, a través de la aplicación de los Sistemas de Gestión Ambiental (EMS, por sus siglas en inglés) reconocidos internacionalmente, se monitorean las posibles fuentes de riesgo para que se pueda detectar cualquier criticidad con prontitud.

- **Riesgos de transición**: el camino hacia una economía baja en carbono puede implicar riesgos relacionados con cambios regulatorios, políticos, legales, tecnológicos y de mercado con un efecto a corto, mediano y largo plazo. La ventaja competitiva que tiene Enel Colina en la gestión de estos riesgos es pertenecer a un grupo que opera en un mercado más maduro que puede compartir buenas prácticas regulatorias, tecnológicas, mercado, entre otras.

Riesgos sociales

Entre los principales riesgos sociales que pueden afectar la operación de la Compañía se han identificado los siguientes:

- **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 además, con la presencia de personal dedicado al relacionamiento con las comunidades y partes interesadas, una inversión social y desarrollo local, y 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 los trabajadores y colaboradores.

- **Riesgos asociados a la salud y seguridad**: Como, por ejemplo, los causados por accidentes tanto del personal propio y/o contratista. Estos riesgos son mitigados mediante la promoción de la cultura de prevención y seguridad, destacando la definición de políticas, la integración de seguridad en procesos y formación, entre otros.
- **Riesgos relacionados con la diversidad, atracción y retención de personas en el contexto de la transición energética**: Para hacer frente a estos desafíos, Enel Colina cuenta con políticas de diversidad, junto a las de gestión y promoción del talento. La Compañía realiza diferentes iniciativas dedicadas a la conciliación de la vida personal con la vida laboral, promueve, además, la educación y el crecimiento de las personas mediante becas y cursos.

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 comerciales.

Riesgos transversales emergentes

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.

Enel Colina ha adoptado por 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 tecnologías líderes en el mercado, diseñar procesos comerciales ad hoc, fortalecer la conciencia de TI de las personas e implementar requisitos regulatorios relacionados con la seguridad informática.

- Riesgos de vulneración de derechos humanos, los cuales 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.

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. 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, con el fin de mitigar la exposición no solo con contramedidas técnicas, la Sociedad ha contratado un seguro 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 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.

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.

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. El sistema de control interno supervisa tanto las actividades realizadas internamente como las encomendadas a colaboradores y proveedores externos. La Compañía también está promoviendo la difusión de la cultura y las habilidades digitales dentro de Enel Colina, con el fin de impulsar con éxito la transformación digital y minimizar los riesgos asociados.

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.

Gestión de 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.

En consecuencia, el nuevo modelo de negocio de Enel Colina requiere gestionar un volumen de datos personales cada vez más importante y creciente para alcanzar los resultados financieros previstos en el plan estratégico 2022-2024.

Lo anterior implica una mayor exposición a los riesgos asociados al tratamiento de los datos personales y a una legislación sobre privacidad cada vez más estricta a nivel mundial. Algunas de las formas que tienen estos riesgos de materializarse pueden ser una infracción al deber de confidencialidad, pérdida a la integridad, exactitud, actualización y disponibilidad de los datos personales de clientes, trabajadores y terceros (tales como proveedores y contratistas) y problemas en la resiliencia de los sistemas, todo lo cual podría dar lugar a sanciones, interrupciones operacionales o procesos, pérdidas económicas o financieras y, también, daños reputacionales.

Para gestionar y mitigar este riesgo, Enel Colina ha adoptado un modelo de gobierno de datos personales (*Data Protection Compliance Program*) que incluye la asignación de roles en todos los niveles de la Compañía (incluido el nombramiento de un Oficial de Protección de Datos (DPO, por sus siglas en inglés), la adopción de herramientas digitales para el mapeo de los datos, una adecuada evaluación del impacto de los riesgos, medidas de seguridad técnicas y organizativas, entre otras materias.

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.

Riesgo de crédito y de cuentas por cobrar comerciales

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 a la regulación vigente, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

Con motivo de 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 en 22 de mayo de 2021 con una nueva vigencia hasta 31 de diciembre de 2021.

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).



7. Información sobre Hechos Relevantes o Esenciales





Información sobre hechos relevantes o esenciales, Utilidad Distribuible, Política de Dividendos y Política de Inversión y Financiamiento

Información sobre hechos relevantes o esenciales

No se han publicado hechos relevantes o esenciales en 2021.

Utilidad Distribuible

La utilidad distribuible de la sociedad como dividendo a sus accionistas con cargo al ejercicio 2021 fue de M\$400.272 miles de pesos, equivalente al 30% de las utilidades al 31 de diciembre de 2021.

Política de Dividendos

No existe Política de Dividendos.

Política de Inversión y Financiamiento

No existe Política de inversión y financiamiento.

8 Estados Financieros

Los presentes estados financieros reflejan fielmente la situación financiera de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 2021 y 2020, y sus correspondientes notas.



Estados Financieros

CONTENIDO

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES
ESTADOS FINANCIEROS
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Miles de Pesos Chilenos-M\$



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. (Ex Empresa Eléctrica de Colina Ltda.), que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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. (Ex Empresa Eléctrica de Colina Ltda.) al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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.

Otros asuntos, cambio de razón social

Con fecha 28 de mayo de 2020, la Sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. se transformó en una sociedad anónima cerrada bajo la razón social Enel Colina S.A. No se modifica nuestra opinión con respecto a este asunto.



Luis Vila Rojas

BDO Auditores & Consultores Ltda.

Santiago, 24 de febrero de 2022.

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.

Estados de Situación Financiera, Clasificado

al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos Chilenos-M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	2.715	80
Otros activos no financieros, corrientes	6	6.104	6.100
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	5.815.556	3.685.239
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8	1.898.722	666.922
Inventarios	10	479.733	212.767
Activos por impuestos corrientes	11	395.339	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		8.598.169	4.571.108
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	83.260	89.304
Otros activos no financieros no corrientes	6	15.006	15.006
Cuentas por cobrar no corrientes	7	479	3.556
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	712
Propiedades planta y equipo, (neto)	14	10.315.757	9.784.517
Activos por impuestos diferidos	15	556.956	1.048.681
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		10.971.458	10.941.776
TOTAL ACTIVOS		19.569.627	15.512.884

Estados de Situación Financiera, Clasificado

al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos Chilenos-M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	18	581.948	476.775
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	4.589.960	2.395.607
Otras provisiones corrientes	19	180.851	-
Pasivos por impuestos corrientes	11	-	40.871
Otros pasivos no financieros corrientes	12	599.802	217.359
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		5.952.561	3.130.612
PASIVOS NO CORRIENTES			
Provisiones no corrientes	19	-	61.235
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20	59.674	108.379
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		59.674	169.614
TOTAL PASIVOS		6.012.235	3.300.226
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	82.222	82.222
Ganancias acumuladas		13.369.515	12.024.781
Otras reservas	21	105.655	105.655
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		13.557.392	12.212.658
TOTAL PATRIMONIO		13.557.392	12.212.658
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		19.569.627	15.512.884

Estados de Resultados Integrales, por Natulaleza.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

(En miles de pesos Chilenos-M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2021 M\$	2020 M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	22	13.598.516	12.204.125
Otros ingresos, por naturaleza	22	1.384	10.614
Total de Ingresos		13.599.900	12.214.739
Materias primas y consumibles utilizados	23	(10.290.418)	(9.253.940)
Margen de Contribución		3.309.482	2.960.799
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14	108.804	68.727
Gastos por beneficios a los empleados	24	(594.256)	(309.531)
Gasto por depreciación y amortización	25	(322.941)	(251.943)
Ganancia por deterioro y reversos de pérdida por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF9 sobre activos financieros	25	(545.538)	(960.333)
Otros gastos, por naturaleza	26	(703.460)	(944.569)
Resultado de Explotación		1.252.091	563.150
Ingresos financieros	27	238.846	293.193
Costos financieros	27	(19.756)	(16.598)
Ingreso (Pérdida) Procedente de Inversiones		3.036	(2)
Diferencias de cambio	27	(2)	-
Resultado por unidades de reajuste	27	2.865	1.763
Ganancia antes de Impuesto		1.477.080	841.506
Gasto por impuestos a las ganancias	28	(142.840)	(125.864)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		1.334.240	715.642
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA		1.334.240	715.642
Ganancia Atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		1.334.240	715.642
GANANCIA		1.334.240	715.642
Ganancias por acción			
Ganancia por acción	\$/acción	2.668,48	1.431,28
Número de acciones ordinarias	Miles	500	500

Estados de Resultados Integrales, por Natulaleza.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

(En miles de pesos Chilenos-M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2021 M\$	2020 M\$
Ganancia (pérdida)		1.334.240	715.642
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		15.007	(982)
Total otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		15.007	(982)
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		(4.052)	267
Impuesto a las ganancias relativas a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		(4.052)	267
Total otro resultado integral		10.955	(715)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.345.195	714.927
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		1.345.195	714.927
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.345.195	714.927

Estado de cambios en el Patrimonio.

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

(En miles de pesos Chilenos-M\$)

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
		Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total			
Saldo Inicial al 01-01-2021	82.222	-	105.655	105.655	12.024.781	12.212.658	12.212.658
Cambios en patrimonio Resultado Integral							
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	1.334.240	1.334.240	1.334.240
Otro resultado integral	-	10.955	-	10.955	-	10.955	10.955
Resultado integral	-	10.955	-	10.955	1.334.240	1.345.195	1.345.195
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	-	-	-	-	(461)	(461)	(461)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	(10.955)	-	(10.955)	10.955	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.344.734	1.344.734	1.344.734
Saldo del ejercicio al 31-12-2021	82.222	-	105.655	105.655	13.369.515	13.557.392	13.557.392

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Cambios en Otras Reservas			Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
		Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total			
Saldo Inicial al 01-01-2020	82.222	-	105.655	105.655	11.309.854	11.497.731	11.497.731
Cambios en patrimonio							
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	715.642	715.642	715.642
Otro resultado integral	-	(715)	-	(715)	-	(715)	(715)
Resultado integral	-	(715)	-	(715)	715.642	714.927	714.927
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	715	-	715	(715)	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	714.927	714.927	714.927
Saldo del ejercicio al 31-12-2020	82.222	-	105.655	105.655	12.024.781	12.212.658	12.212.658

Estados de Flujos de Efectivos, Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

(En miles de pesos Chilenos-M\$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre	
		2021 M\$	2020 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		14.081.051	13.199.324
Clases de pagos en efectivo productos de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(9.705.469)	(12.118.848)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(399.455)	(348.710)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(124)	-
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones		(592.404)	(390.902)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(113.503)	(331.776)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(309)	(369)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		3.269.787	8.719
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		(1.210.479)	(1.301.210)
Compras de propiedades, planta y equipo		(703.152)	(1.199.201)
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas		106.499	1.301.210
Dividendos recibidos		2.172	-
Intereses recibidos		-	698
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.803.846)	(1.198.503)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		8.909.941	10.496.310
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(10.354.062)	(9.297.088)
Intereses pagados		(19.265)	(11.583)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.463.386)	1.187.639
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		2.555	(2.145)
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		2.635	(2.145)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo		80	2.225
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	2.715	80

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no existen transacciones no monetarias de inversión o financiamiento que no han requerido el uso de efectivo o equivalentes al efectivo.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020.

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS.	62	10.	INVENTARIOS.	91
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.	62	11.	ACTIVO Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES.	91
2.1	Principios contables.	62	12.	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES.	91
2.2	Nuevos pronunciamientos contables	62	13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA.	91
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	67	14.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.	93
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.	68	15.	IMPUESTOS DIFERIDOS	94
a.)	Propiedades, planta y equipo	68	16.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.	95
b.)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	69	17.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.	97
b.1)	Costos de investigación y desarrollo	69	18.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.	98
b.2)	Otros activos intangibles	69	19.	PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES.	99
c.)	Deterioro del valor de los activos no financieros	69	20.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.	99
d.)	Arrendamientos	71	20.1	Aspectos Generales:	99
e.)	Instrumentos financieros	72	20.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	99
e.1)	Activos financieros no derivados	72	20.3	Otras revelaciones	100
e.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	73	21.	PATRIMONIO.	101
e.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	73	21.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	101
e.4)	Pasivos financieros excepto derivados	74	21.1.1	Capital suscrito y pagado	101
e.5)	Baja de activos y pasivos financieros	74	21.1.2	Gestión del capital	101
e.6)	Compensación de activos y pasivos financieros	75	21.1.3	Otras Reservas	101
f.)	Medición del valor razonable	75	22.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.	102
g.)	Inventarios	76	23.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.	102
h.)	Provisiones	76	24.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.	102
h.1.)	Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares	76	25.	DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.	103
i.)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	76	26.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.	103
j.)	Impuesto a las ganancias y diferidos	77	27.	RESULTADO FINANCIERO.	103
k.)	Reconocimiento de ingresos y gastos	77	28.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.	104
l.)	Ganancia (pérdida) por acción	79	29.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	105
m.)	Estado de flujos de efectivo	79	30.	GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS.	105
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	79	30.1	Litigios y arbitrajes	105
a)	Marco Regulatorio:	79	30.2	Contingencia por COVID-19	105
b)	Temas Regulatorios	81	31.	DOTACIÓN.	106
c)	Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro	83	32.	SANCIONES.	106
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.	86	33.	MEDIO AMBIENTE.	106
6.	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, CORRIENTE Y NO CORRIENTE	87	34.	HECHOS POSTERIORES.	106
7.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES.	87	ANEXO N°1	SOCIEDADES QUE COMPONEN ENEL COLINA S.A.	107
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.	88	ANEXO N°2	DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012.	107
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	88	a)	Estratificación de la cartera.	107
a.)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.	89	c)	Provisiones.	108
b.)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.	89	c.1)	Número y monto de operaciones.	109
c.)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultado.	89	ANEXO N°3	DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.	109
9.	DIRECTORIO Y PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA.	90	ANEXO N°4	DEUDORES COMERCIALES.	110
9.1.	Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones	90	ANEXO N°5	DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES.	112
9.2	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del Directorio.	90	ANEXO N°6	INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE.	113
9.3	Retribución del personal clave de la gerencia	90			

Estados financieros

Correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021
(En miles de pesos chilenos-M\$)

NOTA 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 Gonzalez, 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 trabajadores al 31 de diciembre de 2021. En promedio la dotación que la Sociedad tuvo durante el ejercicio fue de siete 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.

NOTA 2. Bases de presentación de los estados financieros

2.1 Principios contables

Los estados financieros de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2021, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 de febrero de 2022 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 2021 y 2020, 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 2021 y 2020, 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 con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2021:

Nuevas Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
Enmiendas a NIIF 16: Reducciones de Alquiler relacionadas con COVID-19	1 de junio de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: Reforma de las Tasas de Interés de Referencia (Fase 2)	1 de enero de 2021

• Enmiendas a NIIF 16 "Reducciones de Alquiler relacionadas con COVID-19"

Como resultado de la pandemia de COVID-19, en muchos países se han otorgado concesiones a los arrendatarios para el pago del alquiler, tales como periodos de gracia y aplazamiento de los pagos de arrendamiento por un período de tiempo, a veces seguido de un aumento en el pago en periodos futuros. En este contexto, el 28 de mayo de 2020 el IASB publicó enmiendas a la NIIF 16 Arrendamientos, con el fin de proporcionar una solución práctica para los arrendatarios, mediante la cual éstos pueden optar por no evaluar si la reducción del alquiler es una modificación del arrendamiento. Los arrendatarios que realicen esta elección contabilizarán tales reducciones de alquiler como un pago variable.

La solución práctica solo se aplica a las reducciones del alquiler que ocurren como consecuencia directa de la pandemia de COVID-19 y solo si se cumplen todas las siguientes condiciones:

- el cambio en los pagos por arrendamiento resulta en una contraprestación revisada por el arrendamiento que es sustancialmente la misma, o menor, que la contraprestación por el arrendamiento inmediatamente anterior al cambio;
- cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021; y
- no existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

Estas enmiendas entraron en vigencia para períodos anuales iniciados a partir del 1 de junio de 2020, 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 periodo anual en el que se aplicó por primera vez la modificación.

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

• Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16 "Reforma de las Tasas de Interés de Referencia (Fase 2)"

El 27 de agosto de 2020, el IASB finalizó su respuesta a la reforma en curso que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBOR, por su sigla en inglés), mediante la emisión de un paquete de modificaciones a las siguientes NIIF:

- NIIF 9 Instrumentos Financieros
- NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición
- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar
- NIIF 4 Contratos de Seguro
- NIIF 16 Arrendamientos

Estas modificaciones están destinadas a ayudar a las compañías a proporcionar a los inversores información útil sobre los efectos de la reforma en sus estados financieros.

Antecedentes

Las IBOR son tasas que se publican diariamente como referencia del interés promedio al que un determinado número de entidades financieras se concederían financiación interbancaria no garantizada en diferentes plazos y monedas.

Ante las preocupaciones originadas por los intentos de manipulación de las tasas de referencia durante los últimos años, los reguladores de todo el mundo iniciaron una reforma radical de estos índices, con el objetivo de aumentar su fiabilidad dentro del sistema financiero internacional. La reforma busca la sustitución de las tasas de interés de oferta interbancaria por tasas de referencia alternativas libres de riesgo, las cuales se basan en transacciones líquidas del mercado subyacente y no dependen del juicio de expertos, tal como la tasa de financiamiento garantizada a un día (SOFR - Secured Overnight Funding Rate).

Enmiendas Fase 1

La primera fase del trabajo realizado por el IASB para responder a la reforma se centró en proporcionar excepciones temporales que permiten a las entidades continuar aplicando contabilidad de coberturas durante el período de incertidumbre previo al reemplazo de las IBOR. Esta fase culminó en 2019 con la emisión de enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, las cuales entregaron en vigor el 1 de enero de 2020.

Enmiendas Fase 2

La Fase 2 complementa las enmiendas anteriores y aborda los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa. Estas modificaciones se refieren principalmente a:

- Cambios en los flujos de efectivo contractuales: una empresa no tendrá que dar de baja en cuentas o ajustar el valor en libros de los instrumentos financieros por efecto de los cambios requeridos por la reforma, sino que actualizará la tasa de interés efectiva para reflejar el cambio a la tasa de referencia alternativa;
- Contabilidad de coberturas: una empresa no tendrá que discontinuar su contabilidad de coberturas únicamente porque realice los cambios requeridos por la reforma, si la cobertura cumple con otros criterios de contabilidad de coberturas; y
- Revelaciones: se requerirá que una empresa divulgue información sobre nuevos riesgos que surjan de la reforma y cómo gestiona la transición a tasas de referencia alternativas.

Las enmiendas emitidas en la Fase 2 entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2021, con aplicación retroactiva, salvo ciertas excepciones. No se requiere reexpresar períodos anteriores.

La aplicación de estas enmiendas no tuvo impactos en los estados financieros de la Sociedad, ya que Enel Colina S.A. no posee instrumentos financieros directamente afectados por la reforma.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2021 y siguientes:

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

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	1 de enero de 2022
- NIIF 1: Adopción por primera vez de las NIIF	
- NIIF 9: Instrumentos Financieros	
- Ejemplos que acompañan a NIIF 16	
NIC 41: Agricultura	
- Enmiendas a NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes	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

• 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 periodo anual en el que se aplicó por primera vez la modificación. Se permite su aplicación anticipada, incluso en los estados financieros no autorizados para su publicación al 31 de marzo de 2021. La Sociedad ha decidido no aplicar las enmiendas de forma anticipada.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

• 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 del primer período anual que se inicie a contar del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

• 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. Se permite su aplicación anticipada. Las modificaciones se aplicarán 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 reconocerá como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas (u otro componente de patrimonio según corresponda) al comienzo del primer periodo presentado.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

• 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. Se permite su aplicación anticipada. Las compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del periodo 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 reconocerá 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 Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

• 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:

- **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 Administración estima que la aplicación de estas mejoras no generará impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

- **Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de Pasivos como Corrientes y No Corrientes”**

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.

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2023. En respuesta a la pandemia de COVID-19, en julio de 2020 el IASB prorrogó en un año su fecha de vigencia, fijada inicialmente para el 1 de enero de 2022, con el fin de proporcionar a las empresas más tiempo para implementar cualquier cambio de clasificación resultante de estas modificaciones. Se permite su aplicación anticipada.

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 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 su información material sobre políticas contables en lugar de sus políticas contables importantes. Las modificaciones a la Declaración de Práctica N°2 de las NIIF proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de 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. Se permite su aplicación anticipada.

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

- **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, permitiéndose su aplicación

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

- **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 los impuestos diferidos sobre transacciones tales como arrendamientos y 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, transacciones para las cuales las empresas reconocen tanto un activo como un pasivo. Las modificaciones aclaran que la exención no se aplica y que 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, y se permite la 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.f).
- 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.h.1).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipos e intangibles (ver Nota N°3.a, Nota N°3.b, Nota N°3.c y Nota N°14.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota N°3.f).
- 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.h).

- Los resultados fiscales de la Sociedad, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros (Ver Nota N°3.k).
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.e.3).

En relación a 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 2021, 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 periodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros futuros.

NOTA 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 periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. La Sociedad define periodo sustancial como aquel que supera los 12 meses. 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 desembolsos futuros a los que 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 periodo 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 periodo en que se incurrían.

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 2021 y 2020, 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 c) 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 del mismo, 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, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las 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, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por la Sociedad en prácticamente la totalidad de los casos.

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

En general estas proyecciones cubren los próximos cinco 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 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. Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas al cierre de diciembre de 2021 fue de 6,8%.

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

- Evolución de la demanda: La estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por la compañía respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Medidas regulatorias: Una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: En la estimación de la capacidad instalada 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 compañía 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 2021, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro al 31 de diciembre de 2020 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el ejercicio 2021 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período.

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en 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.) Arrendamientos

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

Cuando la Sociedad actúa como arrendatario, al comienzo del arrendamiento (es decir, en la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso) registra en el estado de situación financiera un activo por el derecho de uso y un pasivo por arrendamiento.

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

Posteriormente, el activo por derecho de uso se mide al costo, ajustado por cualquiera nueva medición del pasivo por arrendamiento, menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro de valor. El activo por derecho de uso se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento. Para determinar si el activo por derecho de uso se ha deteriorado, se aplican los mismos criterios detallados en la Nota N°3.c.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. La Sociedad determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones específicas cuando no existen tasas observables disponibles.

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo comprenden: i) pagos fijos, menos cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar; ii) pagos por arrendamiento variables que dependen de un índice o tasa; iii) garantías de valor residual; iv) precio de ejercicio de una opción de compra, si es razonablemente seguro que la Sociedad ejercerá dicha opción; y v) penalizaciones por término del arriendo.

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

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

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

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

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

e.) Instrumentos financieros

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

e.1) Activos financieros no derivados

La Sociedad clasifica sus activos financieros no derivados, 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.

Al 31 de diciembre 2021 y 2020 la Sociedad no mantiene activos financieros registrados a valor razonable con cambios en otros resultados integrales.

(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.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 la Sociedad no mantiene activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados.

e.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.

e.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 "clusters", 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. Para cada grupo se considera una definición específica de incumplimiento.

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 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, el ajuste prospectivo puede aplicarse 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.

e.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 periodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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

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.

e.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.e.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.

e.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.

f.) 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 Sociedad;
- 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.

g.) 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.

h.) 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.

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

La Sociedad tiene contraídos compromisos por terminación a todo evento con sus trabajadores.

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".

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 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 a no corriente.

j.) Impuesto a las ganancias y diferidos

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 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 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.

La Sociedad determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, la Sociedad aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la 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 la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo 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 2021 y 2020, la Sociedad no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación. Los costos incurridos para obtener un contrato son sustancialmente pagos de comisiones por ventas que, si bien son costos incrementales, se relacionan con contratos de corto plazo o con obligaciones de desempeño que se satisfacen en un determinado momento, por lo tanto, la Sociedad ha decidido reconocer estos costos como un gasto cuando tengan lugar.

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

I.) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad y el número 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.

NOTA 4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

a) Marco Regulatorio:

El sector eléctrico chileno se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos 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 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°173 de la Comisión Nacional de Energía, 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.

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2021

- 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 crea 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 son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán 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 MMUSD 1.350 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 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°21.249 – Dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. Última modificación Ley N°21.301

El 8 de agosto de 2020 se aprobó el proyecto de Ley sobre Servicios Básicos que contempla medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables, medidas que en su mayoría la empresa Enel Colina ha estado aplicando de manera voluntaria. Entre las medidas señaladas está 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 beneficio de no corte tiene una duración de 90 días siguientes a la publicación de la Ley, y las deudas que se acumulen sobre los clientes que se hayan acogido a esta medida deberá ser cancelada en un máximo de 12 cuotas desde el término del plazo de gracia.

El 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que modifica 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 prorroga los efectos de la Ley N°21.249 hasta el 31 de diciembre de 2021. Si a esa fecha, aún se encontrare vigente el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe por la Pandemia de COVID 19, los plazos se extenderán hasta 60 días desde terminado dicho estado de excepción constitucional. Adicionalmente, la cantidad de cuotas se modifica a máximo 48 en reemplazo de las 36 cuotas máximas definidas con anterioridad.

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

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

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

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

Esta Ley entrará en vigencia una vez que se dicte el reglamento respectivo, dentro del plazo de seis meses contado desde la publicación de esta Ley. El proceso de consulta ciudadana cerró el 24 de agosto del año en curso y los resultados ya se encuentran publicados.

Proyecto de Ley Portabilidad Eléctrica

El día 9 de septiembre de 2020 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica que tiene como objetivo modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para introducir la figura del comercializador de energía. De esta manera se desacoplan todos los servicios que se pueden ofrecer a los clientes finales de la empresa distribuidora, con el objetivo de que ésta última se dedique exclusivamente a la operación de sus redes. Se contempla un período transitorio, que será definido mediante futuros decretos, para que consumidores regulados de ciertas zonas puedan ir gradualmente obteniendo la libertad de escoger a su comercializador. El principal punto a discutir en este proyecto de Ley trata respecto a la gradualidad de la liberalización del mercado por cuanto se podrían afectar los contratos regulados ya existentes.

- 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.

Reglamentos Publicados 2019 – 2020

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 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.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

Fijación Tarifas de Distribución 2016 – 2020

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

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

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

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

- i) Decreto N°11T/2016 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°2T/2018 que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

- iii) Decreto N°5T/2018 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rige 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.

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.

- 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.

- vii) Resolución Exenta que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios y fija el factor de corte y reposición por empresa concesionaria. 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.

Dado el mecanismo de estabilización de precios, se han mantenido vigentes las Resoluciones antes indicadas.

Fijación Tarifas de Distribución 2020-2024

Mediante la Resolución Exenta N°24 de fecha 21 de enero de 2020, la CNE publicó las Bases Técnicas Preliminares para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio 2020-2024 y el Estudio de costos de servicios asociados al suministro de electricidad, dando inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el cuatrienio correspondiente.

Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, los interesados realizaron observaciones a las bases y se presentaron discrepancias ante Panel de Expertos. Posteriormente, con fecha 11 de junio de 2020, CNE publicó las Bases Técnicas Definitivas mediante Resolución Exenta N°195.

Con fecha 17 de julio de 2020 por medio de Resolución Exenta N°256, se constituyó el Comité del Estudio de Costos establecido en el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por medio de las Resoluciones Exentas N°336 y N°366, de fecha 01 de septiembre de 2020 y 24 de septiembre de 2020 respectivamente, se incluyeron actualizaciones a la Resolución Exenta N°256 respecto a los representantes titular y suplente.

El 18 de agosto de 2020 la CNE informó de la adjudicación del estudio del Valor Agregado de Distribución 2020-2024 a la empresa INECON, la cual completó su cuarta adjudicación para este tipo de estudios.

El 17 de noviembre de 2020 se entregó el Avance N°1 del estudio y por medio de Resolución Exenta N°4, con fecha 07 de enero de 2021, se prorrogaron los plazos de entrega del Informe de Avance N°2 e Informe Final. En marzo se entregó el Avance N°2, con una segunda versión de éste entregada el 22 de junio de 2021.

El 13 de abril de 2021, por medio de la Resolución Exenta N°105, se prorrogó el plazo de entrega del Informe Final para el 21 de junio de 2021. El 27 de mayo de 2021, en Resolución Exenta N°167, se informa un nuevo plazo de entrega del Informe Final quedando aplazado a más tardar para el 28 de julio de 2021. La entrega del Informe Final por parte del consultor INECON fue el 8 de agosto de 2021. Con fecha 10 de noviembre se recibe Informe Final Definitivo v2 por parte del consultor INECON.

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.

Licitaciones de suministro (PPA regulados)

Bajo la nueva ley de licitaciones, se 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/anual, finalizó el 7 de septiembre de 2021 con un precio promedio de adjudicación de US\$23,78 por MWh.

NOTA 5. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		
Efectivo en caja	1.000	-
Saldos en bancos	1.715	80
Total	2.715	80

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	
		31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	CLP	2.715	80
Total	Total	2.715	80

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	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	2.715	80
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	2.715	80

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 31 de diciembre 2021 y 2020.

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 Pagados M\$	Total M\$	Costos 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	-	-

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2020 M\$	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo		Saldo al 31-12-2020 M\$
		Provenientes M\$	Utilizados M\$	Intereses Pagados M\$	Total M\$	Costos financieros M\$	Otros cambios M\$	
Préstamos de empresas relacionadas	244.898	10.496.310	(9.297.088)	(11.583)	1.187.639	12.704	721	1.445.962
Total	244.898	10.496.310	(9.297.088)	(11.583)	1.187.639	12.704	721	1.445.962

NOTA 6. Otros activos no financieros, corriente y no corriente

La composición de Otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

Otros activos no financieros	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
	Corriente		No Corriente	
Subsidios por Cobrar Isapres	6.100	6.100	-	-
Multa SEC	-	-	15.006	15.006
Otros	4	-	-	-
Total	6.104	6.100	15.006	15.006

NOTA 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 2021 y 2020 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corriente, Bruto	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2021		31-12-2020	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar corrientes, Bruto	12.548.732	479	9.872.877	3.556
Cuentas comerciales, bruto (*)	11.877.866	-	9.763.353	-
Otras cuentas por cobrar, bruto (**)	670.866	479	109.524	3.556

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corrientes, Neto	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2021		31-12-2020	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	5.815.556	479	3.685.239	3.556
Cuentas comerciales, neto (*)	5.197.337	-	3.647.741	-
Otras cuentas por cobrar, neto (**)	618.219	479	37.498	3.556

(*) 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 2021 y 2020.

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 2021 y 2020 es la siguiente:

Otras cuentas por cobrar, neto	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2021		31-12-2020	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Cuentas por cobrar al personal	24.638	479	24.620	3.556
Registro de IVA (provisiones de facturas)	593.581	-	-	-
Otros	-	-	12.878	-
Total	618.219	479	37.498	3.556

b) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	39.363	1.287.146
Con antigüedad entre tres y seis meses	31.136	265.420
Con antigüedad entre seis y doce meses	122.368	310.580
Con antigüedad mayor a doce meses	2.719.153	880.629
Total	2.912.020	2.743.775

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 2020	5.227.305
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	960.333
Saldo al 31 de diciembre de 2020	6.187.638
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	545.538
Saldo al 31 de diciembre de 2021	6.733.176

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a M\$545.538 durante el ejercicio 2021, lo que representa una disminución respecto a la pérdida de M\$960.333 registrada durante mismo período de año 2020. Esta variación se origina 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 4 Regulación – temas regulatorios 2020, Nota N°25 pérdidas por deterioro de cuentas comerciales.

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).

NOTA 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	
							31-12-21 M\$	31-12-20 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Servicios Recaudación	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	733.756	607.622
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Servicios Personal	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	59.300	59.300
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	1.105.666	-
Total							1.898.722	666.922

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	
							31-12-21 M\$	31-12-20 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Energía	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	4.392.741	24.920
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Otros servicios (*)	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	94.723	102.897
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Materiales	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	72.213	821.828
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	-	1.445.962
Total							4.589.960	2.395.607

(*) 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	
					31-12-21 M\$	31-12-20 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Energía	Matriz	Chile	(9.000.557)	(7.616.417)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Materiales	Matriz	Chile	(274.137)	(167.429)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Venta de Energía	Matriz	Chile	122.644	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(19.238)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Gastos Financieros	Matriz Común	Chile	(17.424)	(12.704)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Ingresos Financieros	Matriz Común	Chile	1.685	60
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios Administrativos	Matriz Común	Chile	(176.876)	(170.238)
96.524.140-k	Empresa Eléctrica Panguipulli	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(983)
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					(9.341.630)	(7.986.949)

Sociedades relacionadas fusionadas y proceso de reorganización societaria:

- EGP Chile Ltda., fue fusionada en marzo de 2020 por Enel Green Power Chile S.A.
- Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. fue fusionada en marzo de 2020 por Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.
- Empresa Eléctrica Panguipulli S.A., fue fusionada en junio de 2020 por Parque Eólico Taltal S.A.
- Parque Eólico Taltal S.A., fue fusionada en junio de 2020 por Almeyda Solar SPA.
- 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 2021, 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\$10.354.062, (M\$9.297.088 en 2020), esta transacción devengó intereses a una tasa TAB -0,18% anual, y presenta fondos recibidos de Enel Chile S.A. por M\$8.909.941, (M\$10.496.310 en 2020) devengando intereses a una tasa TAB + 1,44% anual.

NOTA 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
7081.728-4	Rodrigo Arévalo Cid	Presidente Directorio
13.020.441-4	Carlos Morales Rojas	Director
14.119.842-4	Alvaro Pérez Carrasco (*)	Director
13.535.122-9	Rodrigo Vargas Gómez	Director

(*) El Sr. Alvaro Perez 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 Gomez.

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

NOTA 10. Inventarios

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

Clases de Inventarios por Conceptos	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Inventarios al valor neto realizable		
Materiales eléctricos	479.733	212.767
Total	479.733	212.767

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

NOTA 11. Activo y pasivos por impuestos corrientes

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

Activos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Pagos provisionales mensuales	91.378	-
Impuestos por recuperar	303.961	-
Total	395.339	-

Pasivos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Impuesto a la Renta	-	40.871
Total	-	40.871

NOTA 12. Otros pasivos no financieros corrientes

Otros pasivos no financieros corrientes corresponden a impuestos corrientes, cuya composición al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
IVA debito fiscal y otros impuestos corrientes	599.802	217.359
Total	599.802	217.359

NOTA 13. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Activos Intangibles Neto	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Activos Intangibles, Neto	83.260	89.304
Servidumbre	83.260	83.260
Programas Informáticos	-	6.044

NOTA 14. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Activos Intangibles Bruto	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 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	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(128.279)	(122.234)
Programas Informáticos	(128.279)	(122.234)

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios al 31 de diciembre de 2021 y 2020 han sido los siguientes:

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 en activos intangibles identificables	-	(6.044)	(6.044)
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2021	83.260	-	83.260

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto M\$	Programas Informáticos, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Saldo inicial al 01-01-2020	83.260	12.089	95.349
Movimientos en activos intangibles identificables			
Amortización	-	(6.045)	(6.045)
Total movimientos	-	(6.045)	(6.045)
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2020	83.260	6.044	89.304

El valor neto de los intangibles al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Descripción	Valor Neto 31-12-2021 M\$	Valor Neto 31-12-2020 M\$	Plazo Vigencia Meses	Plazo Residual Meses
Servidumbres de Paso	83.260	83.260	Indefinido	-
Programas Informáticos	-	6.044	48	1 - 48
Total	83.260	89.304		

Al 31 de diciembre de 2021, existen programas informáticos totalmente amortizados y en uso por M\$0 (M\$6.044 al 31 de diciembre de 2020).

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	10.315.757	9.784.517
Construcción en Curso	848.137	3.979.879
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	233.059	71.950
Planta y Equipo	8.811.619	5.525.229
Instalaciones Fijas y Accesorios	361.806	146.323

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.718.598	11.870.462
Construcción en Curso	848.137	3.979.879
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	315.497	149.530
Planta y Equipo	10.829.614	7.260.950
Instalaciones Fijas y Accesorios	664.214	418.967

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(2.402.842)	(2.085.945)
Edificios	(82.438)	(77.581)
Planta y Equipo	(2.017.995)	(1.735.721)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(302.409)	(272.643)

A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo, al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Movimiento año 2021	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Otros, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2021	3.979.879	61.136	71.950	5.525.229	146.323	9.784.517
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

Movimiento año 2020	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2020	3.465.188	61.136	65.730	5.596.381	172.322	9.360.757
Adiciones	668.500	-	-	-	1.158	669.658
Trasposos	(153.809)	-	9.989	143.820	-	-
Gasto por depreciación	-	-	(3.769)	(214.972)	(27.157)	(245.898)
Total movimientos	514.691	-	6.220	(71.152)	(25.999)	423.760
Saldo al 31 de diciembre de 2020	3.979.879	61.136	71.950	5.525.229	146.323	9.784.517

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\$108.804 y M\$68.727, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 2021, existen propiedades, planta y equipo totalmente depreciados y en uso por M\$27640 (M\$17.267 al 31 de diciembre de 2020).

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

NOTA 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 2021 y 2020 son los siguientes:

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
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	-

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de Enero de 2020	Movimientos		Saldo Neto al 31 de diciembre de 2020	Saldo al 31 de diciembre de 2020	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Amortización fiscal acelerada de activos	(604.973)	(38.591)	-	(643.564)	-	(643.564)
Provisiones	1.501.035	190.945	265	1.692.245	1.698.244	(5.999)
Provisión Cuentas Recursos Humanos	143.328	-	-	143.328	143.328	-
Provisión Cuentas Incobrables	1.355.002	192.400	-	1.547.402	1.547.402	-
Otras Provisiones	2.705	(1.455)	265	1.515	7.514	(5.999)
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	896.062	152.354	265	1.048.681	1.698.244	(649.563)
Compensación					(649.563)	649.563
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	896.062			1.048.681	1.048.681	-

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.

NOTA 16. Política 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.

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:

	31-12-21 %	31-12-20 %
Tasa de interés fija	33%	39%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés.

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 2021 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 2021, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$2.715, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2020, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$80, 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 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 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) 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.

16.5 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.

NOTA 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 2021 y 2020, es el siguiente:

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
Otros activos de carácter financiero	6.104
Total corriente	7.720.382
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	479
Total no corriente	479
Total	7.720.861

Detalle	Saldo al 31 de diciembre de 2020
	Activos financieros medidos a costo amortizado M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	3.685.239
Cuentas comerciales por cobrar a entidades relacionadas	666.922
Otros activos de carácter financiero	6.100
Total corriente	4.358.261
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	3.556
Total no corriente	3.556
Total	4.361.817

El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Detalle	Saldo al	
	31 de diciembre de 2021	31 de diciembre de 2020
	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	581.948	476.775
Cuentas comerciales por pagar a entidades relacionadas	4.589.960	949.645
Cuentas por pagar a entidades relacionadas caja centralizada	-	1.445.962
Total corriente	5.171.908	2.872.382
Total	5.171.908	2.872.382

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.

NOTA 18. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes

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

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
	Corrientes	
Acreeedores comerciales	477.969	475.724
Otras cuentas por pagar	103.979	1.051
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	581.948	476.775

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

El detalle de Acreeedores Comerciales y Otras Cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es el siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
	Corrientes	
ACREEDORES COMERCIALES		
Cuentas por pagar bienes y servicios	477.969	320.235
Cuentas por pagar por compra de activos	-	155.489
Sub Total	477.969	475.724
OTRAS CUENTAS POR PAGAR		
Cuentas por pagar al personal	103.979	-
Otras cuentas por pagar	-	1.051
Sub Total	103.979	1.051
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	581.948	476.775

El detalle de los pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2021 y 2020, se expone en Anexo N°5.

NOTA 19. Provisiones corrientes y no corrientes

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

Provisiones	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
	corrientes		No corrientes	
Multa SEC	-	-	-	61.235
Retiro Voluntario	180.851	-	-	-
Total	180.851	-	-	61.235

NOTA 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.i.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 2021 y 2020, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Detalle	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Obligaciones post empleo no corriente		
Indemnización por años de servicios	59.674	108.379
Total Obligaciones Post empleo, neto	59.674	108.379

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es el siguiente:

Valor presente de las Obligaciones post empleo y similares	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2020	124.412
Costo del Servicio Corriente.	7.511
Costo por Intereses.	3.525
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	4.045
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(3.063)
Transferencia de personal	(28.051)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	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)
Valor Presente de las Obligaciones post empleo y similares al 31 de diciembre de 2021	59.674

c) Los montos registrados en los resultados integrales de las operaciones al 31 de diciembre de 2021 y 2020 son los siguientes:

Total Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados Integrales	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	7.120	7.511
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	2.173	3.523
Pérdida ganancia actuarial neta plan de beneficios definidos	(15.007)	982
Total gasto reconocido en el estado de resultados	(5.714)	12.016
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	(15.007)	982

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 2021 y 2020:

Hipótesis Actuariales Principales Utilizadas en Planes de Beneficios Definidos	Chile	
	31-12-2021	31-12-2020
Tasas de descuento utilizadas	5,6%	2,6%
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	6,6%	6,7%

Sensibilización

Al 31 de diciembre de 2021, 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\$3.616 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$3.717 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\$6.179.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la Sociedad corresponde a 6,21 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	6.179
2	5.876
3	5.580
4	5.292
5	30.970
6 a 10	5.990

NOTA 21. Patrimonio

21.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

21.1.1 Capital suscrito y pagado

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 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 2021 y 2020, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

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

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2020 M\$	Movimientos 2020 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2020 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").

NOTA 22. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

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

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ventas de energía	12.523.026	11.688.422
Venta de electricidad Residencial	8.199.733	6.824.164
Venta de electricidad Comercial	2.261.986	1.953.319
Venta de electricidad Industrial	419.437	262.468
Otros Consumidores	1.641.870	2.648.471
Otras ventas	14.236	8.691
Ventas de productos y servicios	14.236	8.691
Otras prestaciones de servicios	1.061.254	507.012
Servicios de construcción de empalmes	356.449	204.376
Instalaciones específicas, redes y alumbrado público	430.893	5.631
Atención a clientes y otras prestaciones	273.912	297.005
Total Ingresos de actividades ordinarias	13.598.516	12.204.125
Otros Ingresos por naturaleza		
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	5	2.966
Ingreso por cancelación fuera de plazo de facturación	1.379	7.648
Total Otros ingresos por naturaleza	1.384	10.614

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

NOTA 23. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Compras de energía	(10.069.473)	(9.121.775)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(220.945)	(132.165)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(10.290.418)	(9.253.940)

NOTA 24. Gastos por beneficios a los empleados

La composición de estas partidas al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Sueldos y salarios	(335.854)	(285.331)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(7.120)	(7.511)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(251.282)	(16.689)
Total	(594.256)	(309.531)

NOTA 25. Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

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

Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Depreciaciones	(316.897)	(245.898)
Amortizaciones	(6.044)	(6.045)
Subtotal	(322.941)	(251.943)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (*)	(545.538)	(960.333)
Total	(868.479)	(1.212.276)

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

NOTA 26. Otros gastos por naturaleza

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Reparaciones y conservación	(180.969)	(455.706)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(350.496)	(306.738)
Tributos y tasas	(62.464)	(70.499)
Gastos administrativos	(109.531)	(111.626)
Total otros gastos por naturaleza	(703.460)	(944.569)

NOTA 27. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Ingresos financieros empresas relacionadas	1.685	60
Intereses por mora	225.833	269.290
Interes por convenio y financiamiento	11.328	23.843
Total Ingresos Financieros	238.846	293.193

Costos financieros y Otros	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Costos Financieros	(19.756)	(16.598)
Obligaciones por beneficios post empleo	(2.173)	(3.523)
Gastos financieros empresas relacionadas	(17.424)	(12.704)
Otros costos financieros	(159)	(371)
Resultado por unidades de reajuste	2.865	1.763
Diferencias de cambio	(2)	-
Negativas	(2)	-
Total Costos Financieros	(16.893)	(14.835)
Total Resultado Financiero	221.953	278.358

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	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	4.619	1.763
Otras provisiones	(1.754)	-
Total Resultado por Unidades de Reajuste	2.865	1.763

Diferencias de Cambio	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(2)	-
Total Diferencias de Cambio	(2)	-

NOTA 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 2021 y 2020:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
(Gasto) Ingreso por Impuestos Corrientes	-	(277.943)
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	344.833	(275)
Ingreso (Gasto) por Impuestos Corrientes, Neto, Total	344.833	(278.218)
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	(487.673)	152.354
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(487.673)	152.354
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(142.840)	(125.864)

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Saldo al	
	31-12-2021 M\$	31-12-2020 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTO	1.477.080	841.506
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(398.812)	(227.207)
Dividendos Financieros	587	-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	-	(275)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	344.832	-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	255.499	101.618
Diferencia de cambios de base y tasa impuestos diferidos resultado patrimonio	(361.487)	-
Otras diferencias permanentes	16.541	-
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	255.972	101.343
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(142.840)	(125.864)

Conciliación de la tasa impositiva media efectiva y la tasa impositiva aplicable	Saldo al	
	31-12-2021	31-12-2020
Tasa Impositiva Legal	(27,00%)	(27,00%)
Efecto de la tasa impositiva de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	-	3,85%
Efecto de la tasa impositiva de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,02%)	(8,18%)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	6,88%	11,40%
Diferencia de cambios de base y tasa impuestos diferidos resultado patrimonio	-	0,11%
Total ajustes a la Tasa Impositiva aplicable	6,86%	7,18%
Tasa Impositiva Efectiva	(20,14%)	(19,82%)

NOTA 29. Información por segmento

La Sociedad opera en el segmento de distribución de energía eléctrica y sus otros ingresos representan aproximadamente el 7,9% y 4,2%, al 31 de diciembre de 2021 y 2020 respectivamente, del total de ingresos.

NOTA 30. Garantías obtenidas de terceros y otros compromisos

30.1 Litigios y arbitrajes

Servicio Nacional del Consumidor, SERNAC, presenta demanda en contra de Enel Colina S.A por los cortes de suministro ocurridos entre los días 29 de enero y 2 de febrero de 2021. cuya cuantía es indeterminada. Al 31 de diciembre de 2021 se encuentra pendiente la resolución de la reposición presentada por Enel Colina S.A en contra de la resolución que da curso a la demanda.

30.2 Contingencia por COVID-19

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo co0072onavirus 2019, o COVID-19, como una "Emergencia de salud pública de preocupación internacional". El 11 de marzo de 2020, la OMS confirmó que el brote de COVID-19 ha alcanzado el nivel de pandemia, la cual podría afectar significativamente a Chile, así como a nuestros socios comerciales dentro y fuera de país.

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, el 18 de marzo de 2020 el presidente Sebastián Piñera decretó Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, instaurando medidas de contención, específicamente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen toques de queda, cuarentenas selectivas obligatorias, prohibición de reuniones masivas, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas.

En esta línea, Enel Colina S.A. anunció algunas medidas preventivas, como dejar de leer medidores y focalizar las actividades en terreno a las operaciones esenciales para la continuidad de suministro. Asimismo, anunció medidas extraordinarias para apoyar a las familias más vulnerables, consistentes en la suspensión del corte de suministro por no pago y el ofrecimiento de facilidades de pago en cuotas, sin pie y sin intereses para aquellos que posean una deuda con la compañía.

Por otra parte, la Sociedad emitió directrices destinadas a garantizar el cumplimiento de las medidas introducidas por el gobierno y ha emprendido numerosas acciones para adoptar los procedimientos más adecuados para prevenir y/o mitigar los efectos del contagio por COVID-19 en el ámbito laboral, garantizando al mismo tiempo la continuidad del negocio. Lo anterior, ha sido posible principalmente debido a:

- El uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota, modalidad introducida desde hace algunos años en la Sociedad que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad;
- la digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

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.

Recientemente, el 5 de agosto fue promulgada la Ley N°21.249, que contempla medidas excepcionales en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. en términos generales, plantea que, desde el 8 de agosto y por 90 días, las empresas proveedoras de servicios sanitarios, empresas y cooperativas de distribución de electricidad y las empresas de distribución de gas de red no podrán cortar el suministro por mora en el pago a los usuarios, clientes o beneficiarios: a) Usuarios residenciales o domiciliarios, b) Hospitales y centros de salud, c) Cárceles y recintos penitenciarios, d) Hogares de menores en riesgo social, abandono o compromiso delictual, e) Hogares y establecimientos de larga estadía de adultos mayores, f) Bomberos, y g) Organizaciones sin fines de lucro. En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera la sociedad y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de diciembre

de 2020, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en la pérdida por deterioro en las cuentas comerciales (ver Nota N°4 Regulación – temas regulatorios 2020).

El 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que modifica 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.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera la Sociedad y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de diciembre de 2021, éstos se relacionan fundamentalmente con un aumento en la pérdida por deterioro en las cuentas comerciales (ver Nota 3.e.3 y Nota N°7.d).

NOTA 31. Dotación

La distribución del personal de Enel Colina S.A., al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

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

País	31-12-2020		
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total
Chile	1	7	8
Total	1	7	8

NOTA 32. Sanciones

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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.

NOTA 33. Medio ambiente

La Sociedad no ha realizado desembolsos relacionados con el mejoramiento del medio ambiente al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

NOTA 34. Hechos posteriores

Con fecha 11 de febrero de 2022, se publicó en el Diario Oficial de la República de Chile 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. Como resultado de la aplicación de esta Ley, a la fecha de presentación de estos estados financieros la Sociedad no tiene cuantificado el impacto financiero.

Entre el 1 de enero de 2022 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 resultados presentados.

Anexos

ANEXO N°1 Sociedades que componen Enel Colina S.A.

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

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31-12-2021"			% Participación a 31-12-2020"			Domicilio social	Actividad
	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
Empresa de Transmisión Chena S.A.	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%	0,00%	0,10%	Santiago de Chile (Chile)	Transmisión de energía eléctrica

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 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 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 deterioro	-	-	-	(52.647)	(52.647)	-
Totales	2.903.536	39.364	31.135	2.841.521	5.815.556	479

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2020	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	914.482	1.368.254	442.056	7.038.561	9.763.353	-
Provisión de deterioro	(10.517)	(81.108)	(176.635)	(5.847.352)	(6.115.612)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	37.498	-	-	72.026	109.524	3.556
Provisión de deterioro	-	-	-	(72.026)	(72.026)	-
Totales	941.463	1.287.146	265.421	1.191.209	3.685.239	3.556

Resumen de estratificación de la cartera.

31 de diciembre de 2021							31 de diciembre de 2020						
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	11.455	1.975.409	1.088	360.660	12.543	2.336.069	Al día	13.860	837.781	360	76.701	14.220	914.482
Entre 1 y 30 días	412	18.739	67	3.479	479	22.218	Entre 1 y 30 días	7.849	420.771	894	112.261	8.743	533.032
Entre 31 y 60 días	66	70	66	5.299	132	5.369	Entre 31 y 60 días	2.109	452.064	307	23.762	2.416	475.826
Entre 61 y 90 días	40	10.301	40	4.395	80	14.696	Entre 61 y 90 días	660	340.661	159	18.736	819	359.397
Entre 91 y 120 días	24	2.528	24	4.069	48	6.597	Entre 91 y 120 días	381	169.034	83	11.821	464	180.855
Entre 121 y 150 días	22	641	22	1.928	44	2.569	Entre 121 y 150 días	235	122.611	76	14.559	311	137.170
Entre 151 y 180 días	31	32.515	31	3.826	62	36.341	Entre 151 y 180 días	336	116.856	78	7.175	414	124.031
Entre 181 y 210 días	15	139.766	15	1.662	30	141.428	Entre 181 y 210 días	258	78.585	41	13.322	299	91.907
Entre 211 y 250 días	14	842	14	1.974	28	2.816	Entre 211 y 250 días	340	136.233	43	9.065	383	145.298
Más de 251 días	10.137	9.138.736	682	171.027	10.819	9.309.763	Más de 251 días	2.799	6.673.539	322	127.816	3.121	6.801.355
Totales	22.216	11.319.547	2.049	558.319	24.265	11.877.866	Totales	28.827	9.348.135	2.363	415.218	31.190	9.763.353

c) Provisiones.

Provisiones		Saldo al	
		31-12-2021	31-12-2020
Provisión cartera no repactada	M\$	482.435	882.297
Provisión cartera repactada	M\$	63.103	78.036
Total	M\$	545.538	960.333

c.1) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones		31-12-2021		31-12-2020	
		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		2.601	3.389	733	3.424
Monto de las operaciones	M\$	977.568	545.538	754.008	960.333
Total	M\$	977.568	545.538	754.008	960.333

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 2021 y 2020 es la siguiente:

a) Deudores Comerciales	Saldo al 31 de diciembre de 2021						Saldo al 31 de diciembre de 2021						Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días y menor a 365 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$			
DISTRIBUCIÓN														
Deudores Comerciales bruto	914.482	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170	124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.763.353	-	
-Clientes Masivos	914.482	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170	124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.763.353	-	
Provisión Deterioro	(10.517)	(6.130)	(21.666)	(53.313)	(56.717)	(57.570)	(62.347)	(61.687)	(97.227)	(542.189)	(5.146.249)	(6.115.612)	-	
Total	903.965	526.902	454.160	306.084	124.137	79.600	61.684	30.221	48.070	232.289	880.629	3.647.741	-	
Servicios No Facturados	635.250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	635.250	-	
Servicios Facturados	279.232	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170	124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.128.103	-	
Total Deudores Comerciales Brutos	914.482	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170	124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.763.353	-	
Total Provisión Deterioro	(10.517)	(6.130)	(21.666)	(53.313)	(56.717)	(57.570)	(62.347)	(61.687)	(97.227)	(542.189)	(5.146.249)	(6.115.612)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	903.965	526.902	454.160	306.084	124.137	79.600	61.684	30.221	48.070	232.289	880.629	3.647.741	-	

Deudores Comerciales	Saldo al 31 de diciembre de 2020						Saldo al 31 de diciembre de 2020						Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días y menor a 365 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$			
DISTRIBUCIÓN														
Deudores Comerciales bruto	1.605.646	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512	29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.814.632	-	
-Clientes Masivos	1.605.646	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512	29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.814.632	-	
Provisión Deterioro	(12.685)	(4.029)	(7.191)	(6.703)	(8.935)	(14.581)	(15.232)	(25.105)	(18.015)	(66.148)	(4.949.932)	(5.128.556)	-	
Total	1.592.961	505.916	193.123	50.444	22.917	19.931	14.495	7.356	5.278	19.380	254.275	2.686.076	-	
Servicios No Facturados	634.302	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	634.302	-	
Servicios Facturados	971.344	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512	29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.180.330	-	
Total Deudores Comerciales Brutos	1.605.646	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512	29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.814.632	-	
Total Provisión Deterioro	(12.685)	(4.029)	(7.191)	(6.703)	(8.935)	(14.581)	(15.232)	(25.105)	(18.015)	(66.148)	(4.949.932)	(5.128.556)	-	
Total Deudores Comerciales Netos	1.592.961	505.916	193.123	50.444	22.917	19.931	14.495	7.356	5.278	19.380	254.275	2.686.076	-	

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

b) Tipo de cartera	Saldo al 31 de diciembre de 2021					Saldo al 31 de diciembre de 2021					Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$		
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	837.781	420.771	452.064	340.661	169.034	122.611	116.856	78.585	136.233	6.673.539	9.348.135	-
-Clientes Masivos	837.781	420.771	452.064	340.661	169.034	122.611	116.856	78.585	136.233	6.673.539	9.348.135	-
número de Clientes no repactados	13.860	7.849	2.109	660	381	235	336	258	340	2.799	28.827	-
Cartera repactada	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559	7.175	13.323	9.065	127.816	415.218	-
-Clientes Masivos	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559	7.175	13.323	9.065	127.816	415.218	-
número de Clientes repactados	360	894	307	159	83	76	78	41	43	322	2.363	-
Total cartera bruta	914.481	533.032	475.826	359.397	180.855	137.170	124.031	91.908	145.298	6.801.355	9.763.353	-

b) Tipo de cartera	Saldo al 31 de Diciembre de 2020					Saldo al 31 de Diciembre de 2020					Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$		
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	1.528.945	397.685	176.552	38.411	20.031	19.953	22.552	19.138	14.228	5.161.919	7.399.414	-
-Clientes Masivos	1.528.945	397.685	176.552	38.411	20.031	19.953	22.552	19.138	14.228	5.161.919	7.399.414	-
número de Clientes no repactados	14.494	7.346	2.092	322	111	69	42	52	28	1.262	25.818	-
Cartera repactada	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559	7.175	13.323	9.065	127.816	415.218	-
-Clientes Masivos	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559	7.175	13.323	9.065	127.816	415.218	-
número de Clientes repactados	360	894	307	159	83	76	78	41	43	322	2.363	-
Total cartera bruta	1.605.645	509.946	200.314	57.147	31.852	34.512	29.727	32.461	23.293	5.289.735	7.814.632	-

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 31-12-2021			Saldo al 31-12-2020		
	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	477.969	477.969	155.489	320.235	475.724
Total	-	477.969	477.969	155.489	320.235	475.724
Período promedio de pago cuentas al día	30	30		30	30	

Detalle de pagos a proveedores	Saldo al 31-12-2021			Saldo al 31-12-2020		
	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$
Proveedores por compra de energía		40.654	40.654			
Cuentas por pagar bienes y servicios	-	437.315	437.315	-	320.235	320.235
Cuentas por pagar por compra de activos	-	-	-	155.489	-	155.489
Total	-	477.969	477.969	155.489	320.235	475.724

ANEXO N°6 información adicional requerida por la comisión 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	31-12-2021	31-12-2020
	Energía y Potencia M\$	Energía y Potencia M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.076.142	635.250
Total activo estimado	1.076.142	635.250
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	741.705	-
Total pasivo estimado	741.705	-
RESULTADO	31-12-2021	31-12-2020
	Energía y Potencia M\$	Energía y Potencia M\$
Ventas de energía terceros	456.781	474.422
Total ventas de energía	456.781	474.422
Compra energía relacionada	741.705	-
Total compra de energía	741.705	-

Análisis Razonado

Estados Financieros Enel Colina S.A.

Al 31 de diciembre de 2021

Resumen Económico-Financiero

Durante el ejercicio 2021, Enel Colina S.A. presenta ingresos por M\$13.599.900 lo que representa un aumento de M\$1.385.161 correspondiente a un 11,3% respecto al ejercicio 2020, obteniendo un margen de contribución de M\$3.309.482.

El resultado bruto de explotación fue de M\$2.120.570 lo que representa un aumento de M\$345.144 correspondiente a un 19,4%, respecto al ejercicio 2020.

1. Principales Consideraciones Operacionales

El margen de contribución aumento un 22,5% respecto al ejercicio 2020, alcanzando M\$3.309.482, que se explica principalmente por un aumento en los ingresos por ventas de energía en el 2021.

2. Principales Consideraciones No Operacionales

El resultado financiero disminuyó en M\$53.367 como consecuencia de menores ingresos por intereses por mora a clientes por M\$54.346, mayores gastos financieros por M\$3.158 producto de la cuenta por pagar por caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile, compensado con mayores ingresos financieros por unidades de reajuste por M\$1.102 y mayores ingresos procedente de inversiones por M\$3.035.

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. Enel Distribución Chile S.A. provee de energía eléctrica a Enel Colina S.A.

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.

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 presenta una cuenta por cobrar por concepto de caja centralizada con la Sociedad controladora de la matriz Enel Chile por M\$1.105.666.

1.- Análisis del Estado de Resultados

El resultado obtenido por la sociedad al 31 de diciembre de 2021, es una utilidad de M\$1.334.240, que significa un aumento de M\$618.598 respecto al ejercicio anterior, en que se obtuvo una utilidad de M\$715.642.

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

Estado de Resultados M\$	dic-21 M\$	dic-20 M\$	Variación Dic 21 - Dic 20 M\$	%Variación Dic 21 - Dic 20 M\$
INGRESOS	13.599.900	12.214.739	1.385.161	11,3%
Ventas	13.598.516	12.204.125	1.394.391	11,4%
Ventas de Energía	12.645.670	11.688.422	957.248	8,2%
Otras Ventas	952.846	515.703	437.143	84,8%
Otros Ingresos de Explotación	1.384	10.614	(9.230)	(87,0%)
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(10.290.418)	(9.253.940)	(1.036.478)	11,2%
Compras de Energía	(10.069.473)	(9.121.775)	(947.698)	10,4%
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(220.945)	(132.165)	(88.780)	67,2%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	3.309.482	2.960.799	348.683	22,5%
Trabajos para el Inmovilizado	108.804	68.727	40.077	58,3%
Gastos por beneficios a los empleados	(594.256)	(309.531)	(284.725)	92,0%
Otros Gastos por naturaleza	(703.460)	(944.569)	241.109	(25,5%)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	2.120.570	1.775.426	345.144	19,4%
Gastos por depreciación y amortización	(322.941)	(251.943)	(70.998)	28,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(545.538)	(960.333)	414.795	(43,2%)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.252.091	563.150	688.941	122,3%
RESULTADO FINANCIERO	224.989	278.356	(53.367)	(19,2%)
Ingresos Financieros	238.846	293.193	(54.347)	(18,5%)
Gastos Financieros	(19.756)	(16.598)	(3.158)	19,0%
Resultados por Unidades de Reajuste	2.865	1.763	1.102	62,5%
Pérdida Procedente de Inversiones	3.036	(2)	3.038	(151900,0%)
Diferencias de Cambio	(2)	-	(2)	(100,0%)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	1.477.080	841.506	635.574	75,5%
Impuesto Sobre Sociedades	(142.840)	(125.864)	(16.976)	13,5%
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	1.334.240	715.642	618.598	86,4%
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	1.334.240	715.642	618.598	86,4%
RESULTADO DEL PERÍODO	1.334.240	715.642	618.598	86,4%
Sociedad Dominante	1.334.240	715.642	618.598	86,4%

El resultado bruto de explotación presenta una variación positiva de M\$345.144, dicha variación se explica por los siguientes conceptos:

Ingresos por ventas de energía alcanzaron los M\$12.645.670, presentando un aumento de M\$957.248 equivalente a un 8,2%, principalmente por una mayor venta física de energía (+5 GWh).

Compras de energía ascendieron a M\$10.069.473, presentando un aumento de M\$947.698 equivalente a un 10,4% explicado principalmente por una mayor compra física de energía.

Pérdida por deterioro alcanzó los M\$545.538, presentando una disminución de M\$414.795 equivalente a un -43,2% respecto al año anterior, explicado por una menor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales debido principalmente a mejoras en aplicación de factores de incobrabilidad a la deuda comercial.

El **resultado financiero** de la compañía disminuyó en M\$53.367, equivalente a un 19,2%, pasando de una utilidad de M\$278.356 en el año 2020, a una utilidad de M\$224.989 en el ejercicio 2021.

Lo anterior se explica por las siguientes variaciones:

Ingresos y gastos financieros alcanzó una variación negativa de M\$57.505 respecto al ejercicio del año anterior, esta variación se debe principalmente a menores ingresos financieros por intereses por mora a clientes por M\$54.346 y mayores gastos financieros por M\$3.158 producto 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 un aumento de M\$16.676 respecto al ejercicio anterior, asociado a un mayor resultado de explotación de la Sociedad.

2. - Análisis del Balance General

Activos (miles de \$)	dic-21	dic-20	Variación Dic 21 - Dic 20	%Variación Dic 21 - Dic 20
Activos Corrientes	8.598.169	4.571.108	4.027.061	88,1%
Activos No corrientes	10.971.458	10.941.776	29.682	0,3%
Total Activos	19.569.627	15.512.884	4.056.743	26,2%

Los activos totales de la Compañía presentan un aumento de M\$4.056.743 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 propiedad planta y equipo, debido a adiciones por construcciones en curso del ejercicio.

Los pasivos totales de la Compañía presentan un aumento de M\$4.056.743 respecto al ejercicio anterior, esto se debe principalmente por:

Pasivos (miles de \$)	dic-21	dic-20	Variación Dic 21 - Dic 20	%Variación Dic 21 - Dic 20
Pasivos Corrientes	5.952.561	3.130.612	2.821.949	90,1%
Pasivos No Corrientes	59.674	169.614	(109.940)	(64,8%)
Patrimonio Neto	13.557.392	12.212.658	1.344.734	11,0%
Total Pasivos	19.569.627	15.512.884	4.056.743	26,2%

- Los pasivos corrientes aumentaron un M\$2.821.949 respecto a diciembre de 2020 equivalente a un 90,1%, que se explica principalmente por una mayor cuenta por pagar por concepto de compra de energía con la Sociedad Enel Distribución Chile.
- El patrimonio, aumentó en M\$1.344.734 respecto a diciembre de 2020, que equivale a un 11% que se explica fundamentalmente por el resultado obtenido en el ejercicio.

Principales Indicadores:

Indicador	Unidad	dic-21	dic-20	Variación	%Variación	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,44	1,46	(0,02)	(1,4%)
	Razón Ácida (1)	Veces	1,44	1,46	(0,02)	(1,4%)
	Capital de Trabajo	M\$	2.645.608	1.440.496	1.205.112	83,7%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,44	0,27	0,17	63,0%
	Deuda Corto Plazo	%	0,99	0,95	0,04	4,2%
	Cobertura Gastos Financieros (2)	Veces	2.365.315,00	2.070.380,00	294.935,00	14,2%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio	%	9,84%	5,86%	3,98%	67,9%
	Rentabilidad del Activo	%	6,82%	4,61%	2,21%	47,9%

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

El índice de liquidez a diciembre de 2021 alcanza a 1,44 veces que muestra una disminución de 0,02% 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 0,44 veces a diciembre 2021 lo que comparado con el ejercicio 2020 presenta una variación de 0,17% lo que indica una mejor posición debido a los mayores resultados obtenidos en el ejercicio y un aumento de sus pasivos en comparación al año anterior.

Respecto al índice de rentabilidad del patrimonio alcanza a 9,84% que a diciembre del año anterior alcanzaba a 5,86%, este aumento de 3,98% se debe principalmente a un aumento en el resultado del ejercicio con respecto al año anterior.

3. - Principales Flujos de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio, un flujo neto positivo de M\$2.715, el que está compuesto de la siguiente manera:

Flujo de Efectivo (miles de \$)	dic-21	dic-20	Variación Dic 21 - Dic 20	%Variación Dic 21 - Dic 20
de la Operación	3.269.787	8.719	3.261.068	37401,9%
de Financiamiento	(1.463.386)	1.187.639	(2.651.025)	(223,2%)
de Inversión	(1.803.846)	(1.198.503)	(605.343)	50,5%
Flujo neto del ejercicio	2.715	80	2.635	3293,8%

Las actividades de operación generaron un flujo neto positivo de M\$3.269.787, este flujo está compuesto principalmente por la disminución de los pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios del ejercicio.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto negativo de M\$1.463.386 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\$1.803.846 originado principalmente por préstamos y fondos transferidos con la controladora de la matriz Enel Chile S.A. y por compras de propiedades de planta y equipos.

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:

	31-12-2021 %	31-12-2020 %
Tasa de interés fija	33%	39%

El control de riesgos a través de procesos e indicadores específicos permite limitar los posibles impactos financieros adversos y, al mismo tiempo, optimizar la estructura de la deuda con un grado adecuado de flexibilidad. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad de las tasas de interés.

Riesgo de tipo de cambio.

Los riesgos de tipos de cambio corresponden fundamentalmente con 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 2021 no existe exposición a este riesgo ya que la Sociedad no posee activos y pasivos en moneda extranjera.

Riesgo de liquidez.

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

Al 31 de diciembre de 2021, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$2.715, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2020, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$80, en efectivo y otros medios equivalentes.

Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales: En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, 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 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) 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.

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.

Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico.

Marco regulatorio:

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 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°173 de la Comisión Nacional de Energía, 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.

Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2021

- 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 crea 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 son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán 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 MMUSD 1.350 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 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°21.249 – Dispone, de manera excepcional, las medidas que indica en favor de los usuarios finales de servicios sanitarios, electricidad y gas de red. Última modificación Ley N°21.301

El 8 de agosto de 2020 se aprobó el proyecto de Ley sobre Servicios Básicos que contempla medidas extraordinarias de apoyo a los clientes más vulnerables, medidas que en su mayoría la empresa Enel Colina ha estado aplicando de manera voluntaria. Entre las medidas señaladas está 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 beneficio de no corte tiene una duración de 90 días siguientes a la publicación de la Ley, y las deudas que se acumulen sobre los clientes que se hayan acogido a esta medida deberá ser cancelada en un máximo de 12 cuotas desde el término del plazo de gracia.

El 29 de diciembre de 2020 se promulgó la Ley N°21.301, que modifica 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 prorroga los efectos de la Ley N°21.249 hasta el 31 de diciembre de 2021. Si a esa fecha, aún se encontrare vigente el Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe por la Pandemia de COVID 19, los plazos se extenderán hasta 60 días desde terminado dicho estado de excepción constitucional. Adicionalmente, la cantidad de cuotas se modifica a máximo 48 en reemplazo de las 36 cuotas máximas definidas con anterioridad.

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

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

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

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

Esta Ley entrará en vigencia una vez que se dicte el reglamento respectivo, dentro del plazo de seis meses contado desde la publicación de esta Ley. El proceso de consulta ciudadana cerró el 24 de agosto del año en curso y los resultados ya se encuentran publicados.

Proyecto de Ley Portabilidad Eléctrica

El día 9 de septiembre de 2020 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que establece el derecho a la portabilidad eléctrica que tiene como objetivo modificar la Ley General de Servicios Eléctricos para introducir la figura del comercializador de energía. De esta manera se desacoplan todos los servicios que se pueden ofrecer a los clientes finales de la empresa distribuidora, con el objetivo de que ésta última se dedique exclusivamente a la operación de sus redes. Se contempla un período transitorio, que será definido mediante futuros decretos, para que consumidores regulados de ciertas zonas puedan ir gradualmente obteniendo la libertad de escoger a su comercializador. El principal punto a discutir en este proyecto de Ley trata respecto a la gradualidad de la liberalización del mercado por cuanto se podrían afectar los contratos regulados ya existentes.

- 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.

Reglamentos Publicados 2019 – 2020

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 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.

Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

Fijación Tarifas de Distribución 2016 – 2020

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

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

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

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

- i) Decreto N°11T/2016 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 24 de agosto de 2017 y que rigió retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2016.
- ii) Decreto N°2T/2018 que fija factor de ajuste de potencia de las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 27 de junio de 2018 y que rige para el cuatrienio noviembre 2016 – noviembre 2020.

- iii) Decreto N°5T/2018 que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto N°11T de 2016, del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 28 de septiembre de 2018 y que rigió a partir de su fecha de publicación.
- iv) Oficio Ordinario SEC N°15699/2019, que instruye plan de acción por ajuste informado en Oficio Ordinario CNE N°490/2019 respecto al Decreto N°5T/2018 del Ministerio de Energía, con efecto retroactivo desde el 28 de septiembre de 2018 y que rige hasta el 3 de noviembre de 2020.
- v) Decretos de Precios

a. Precios de Nudo Promedio

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

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

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

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

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

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

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

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.

- 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.

- vii) Resolución Exenta que comunica valor de los índices contenidos en las fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a fijación de precios y fija el factor de corte y reposición por empresa concesionaria. 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.

Dado el mecanismo de estabilización de precios, se han mantenido vigentes las Resoluciones antes indicadas.

Fijación Tarifas de Distribución 2020-2024

Mediante la Resolución Exenta N°24 de fecha 21 de enero de 2020, la CNE publicó las Bases Técnicas Preliminares para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el cuatrienio 2020-2024 y el Estudio de costos de servicios asociados al suministro de electricidad, dando inicio al proceso de fijación de tarifas de distribución para el cuatrienio correspondiente.

Siguiendo con las etapas del proceso establecidas por la legislación, los interesados realizaron observaciones a las bases y se presentaron discrepancias ante Panel de Expertos. Posteriormente, con fecha 11 de junio de 2020, CNE publicó las Bases Técnicas Definitivas mediante Resolución Exenta N°195.

Con fecha 17 de julio de 2020 por medio de Resolución Exenta N°256, se constituyó el Comité del Estudio de Costos establecido en el artículo 183 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por medio de las Resoluciones Exentas N°336 y N°366, de fecha 01 de septiembre de 2020 y 24 de septiembre de 2020 respectivamente, se incluyeron actualizaciones a la Resolución Exenta N°256 respecto a los representantes titular y suplente.

El 18 de agosto de 2020 la CNE informó de la adjudicación del estudio del Valor Agregado de Distribución 2020-2024 a la empresa INECON, la cual completó su cuarta adjudicación para este tipo de estudios.

El 17 de noviembre de 2020 se entregó el Avance N°1 del estudio y por medio de Resolución Exenta N°4, con fecha 07 de enero de 2021, se prorrogaron los plazos de entrega del Informe de Avance N°2 e Informe Final. En marzo se entregó el Avance N°2, con una segunda versión de éste entregada el 22 de junio de 2021.

El 13 de abril de 2021, por medio de la Resolución Exenta N°105, se prorrogó el plazo de entrega del Informe Final para el 21 de junio de 2021. El 27 de mayo de 2021, en Resolución Exenta N°167, se informa un nuevo plazo de entrega del Informe Final quedando aplazado a más tardar para el 28 de julio de 2021. La entrega del Informe Final por parte del consultor INECON fue el 8 de agosto de 2021. Con fecha 10 de noviembre se recibe Informe Final Definitivo v2 por parte del consultor INECON.

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.

Licitaciones de suministro (PPA regulados)

Bajo la nueva ley de licitaciones, se 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.

Valor Libro y Valor Económico 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.

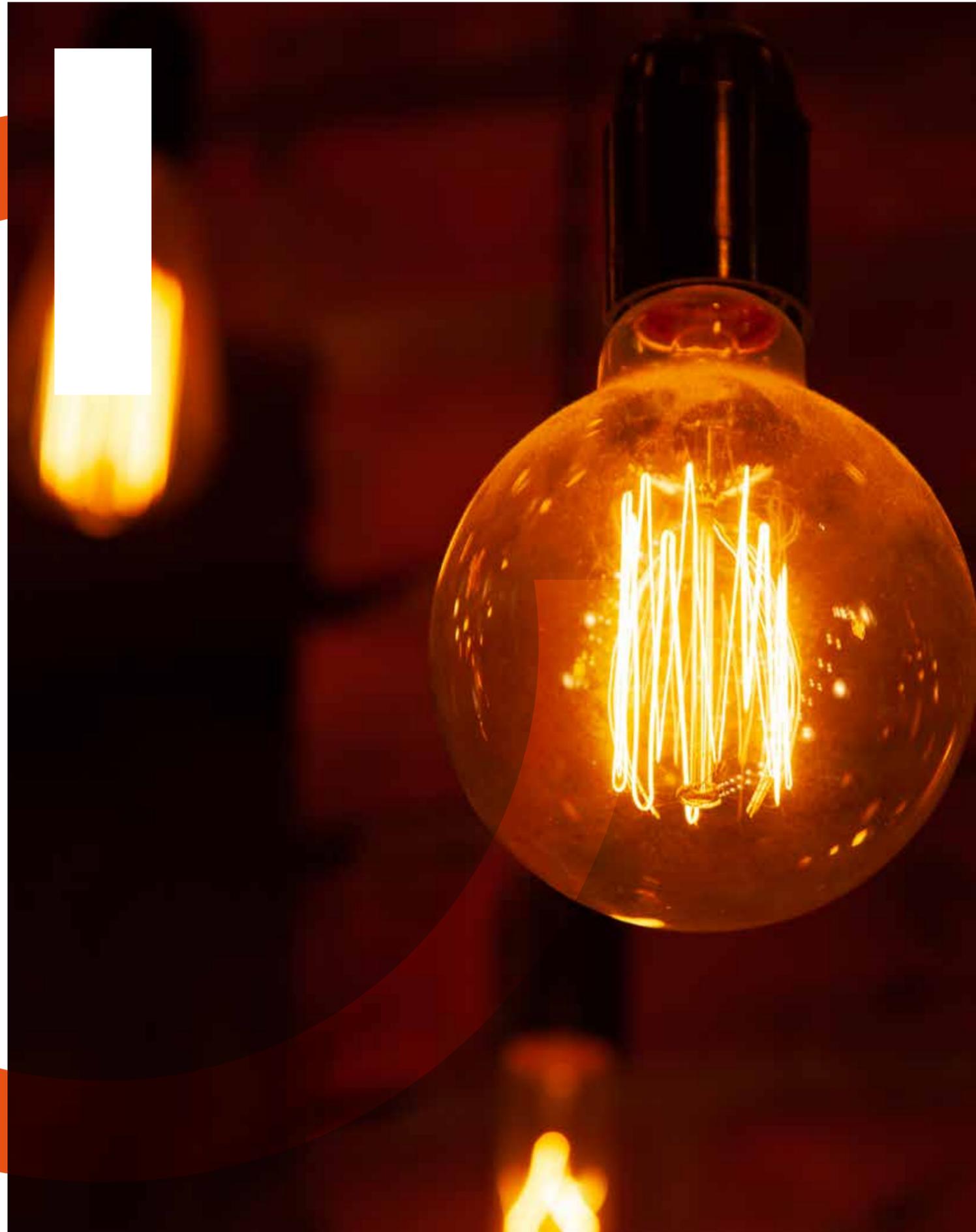
En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en Nota N°3 de los Estados Financieros.

Hechos Relevantes

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia actual Comisión para el Mercado Financiero (CMF), se informa que no existen hechos relevantes que comunicar

9. Declaración de Responsabilidad

Los Directores y el Gerente General de Enel Colina S.A., se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente memoria anual.





Declaración de responsabilidad

Los directores de Enel Colina S.A. y su gerente general, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente memoria anual, en cumplimiento de las normas de carácter general N°30 de 10 de noviembre de 1989 y N°346 del 3 de mayo de 2013, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

PRESIDENTE

Rodrigo Arévalo Cid
RUT: 7.081.728-4

DIRECTOR

Carlos Morales Rojas
RUT: 13.020.441-4

GERENTE GENERAL

Juan Apablaza Jiménez
RUT: 8.040.309-7