



OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

WE EMPOWER SUSTAINABLE PROGRESS.

MEMORIA ANUAL 2020 - ENEL COLINA



OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE.

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\$15.512.884 al 31 de diciembre de 2020. En 2020 obtuvo una utilidad de M\$715.642.

Al 31 de diciembre	2020	2019	Variación
Resultados consolidados			
Ingresos de explotación (en miles de pesos)	12.214.739	11.528.100	5,96%
Resultado de explotación (en miles de pesos)	563.150	1.324.982	-57,50%
Utilidad del ejercicio (en miles de pesos)	715.642	1.216.850	-41,19%
Activos totales (en miles de pesos)	15.512.884	13.963.297	11,10%
Patrimonio (en miles de pesos)	12.212.658	11.497.731	6,22%
Número de acciones	82.222.000	500.000	16344%
Utilidad por acción (pesos)	0,01	2,43	-99,64%

MEMORIA ANUAL ENEL COLINA 2020



ÍNDICE

Capítulo	Página
1 Identificación de la sociedad	8
Documentos constitutivos	11
2 Propiedad y control	12
Estructura de la propiedad	15
Identificación del controlador	15
3 Directorio	16
4 Administración y personal	20
5 Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	24
Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	27
6 Actividades y negocios de la entidad	28
Antecedentes históricos	31
Objeto social	31
Descripción del negocio	31
Principales activos	31
7 Factores de riesgo	32
Política de gestión de riesgos	34
Gobierno de riesgo	34
Principales riesgos	35
Riesgos operativos	36
Riesgos estratégicos	37
Sostenibilidad	37
8 Información sobre hechos relevantes o esenciales, Utilidad Distribuible, Política de Dividendos y Política de Inversión y Financiamiento	40
Información sobre hechos relevantes o esenciales	43
Utilidad Distribuible	43
Política de Dividendos	43
Política de Inversión y Financiamiento	43
9 Estados Financieros	44
10 Anexo	112
Análisis Razonado de los Estados Financieros	114
11 Declaración de responsabilidad	126

ENEL COLINA ES OPEN POWER

**VI
SIÓN**

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

**PO
SICIO
NA
MIEN
TO**
**Open
power**

**PRO.
PÓ
SI
TO**

- > 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.

**MI
SIÓN**

PRI NCI PIOS DE CON DUC TA

- > Tomar decisiones en la vida cotidiana y asumir la responsabilidad.
- > Compartir la información mostrándose abierto a la contribución con los demás.
- > Mantener los compromisos adquiridos, llevando adelante las actividades con compromiso y pasión.
- > Modificar rápidamente las prioridades si cambia el contexto.
- > Llevar los resultados apuntando a la excelencia.
- > Adoptar y promover comportamientos seguros y actuar proactivamente para mejorar las condiciones de salud, seguridad y bienestar.
- > Refuerzo en la integración de todos, reconociendo y valorizando la diferencia individual (cultural, género, edad, inhabilidad, personalidad, etc.).
- > En el trabajo estar atento a asegurar la satisfacción del cliente y/o de los colegas, actuando con eficiencia y velocidad.
- > Proponer nuevas soluciones y no rendirse frente a obstáculos y fracasos.
- > Reconocer el mérito de los colegas y dar feedback.

**Open power
for a brighter
future.**

**We empower
sustainable
progress.**

VA LO RES

- > Confianza
- > Proactividad
- > Responsabilidad
- > Innovación

1

Identificación de la sociedad





Identificación de la sociedad

Razón Social	Enel Colina S.A.
Domicilio	Santiago
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Cerrada, en proceso de inscripción en el Registro Especial de Entidades Informantes de la Comisión para el Mercado Financiero.
RUT	96.783.910-8
Dirección	Chacabuco N°31, Colina, Santiago, Chile.
Teléfono	(56-2) 28444280
Casilla	1557 Santiago.
Inscripción Registro de Valores	En proceso.
Sitio Web	www.electricacolina.cl/hogar
E-mail	eeolina@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 6.484 número 5.341 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, con fecha 26 de junio de 2020 solicitó a la Comisión para el Mercado Financiero, la inscripción de Enel Colina S.A. en el Registro Especial de Entidades Informantes, solicitud que se encuentra aún en trámite.

2

Propiedad y control





Estructura de la propiedad

Enel Colina posee 2 accionistas con derecho a voto, que poseen un total de 82.222.000 acciones al 31 de diciembre de 2020. 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	164,4	0,1%
Total		82.222.000	100,0%

Identificación del controlador

De acuerdo a 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 2020, el 99,9% de la participación accionaria de Enel Colina S.A.

Por su parte, al 31 de diciembre de 2020, Enel Distribución Chile S.A. tiene 4.735 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%
Corredores de Bolsa	2.034.163	0,18%
Bancos Custodios	12.160	0,00%
Compañías de seguros	355	0,00%
A.F.P.	877	0,00%
Otros	8.415.200	0,73%
TOTAL	1.150.742.161	100,00%

3

Directorio



Directorio

1. PRESIDENTE

Rodrigo Arévalo Cid

Ingeniero Civil

Universidad Técnica Federico Santa María

Rut: 7.081.728-4

2. DIRECTORA

Silvia Latini

Economista y Management

Università degli Studi Roma Tre

Rut: 26.880.618-0

3. DIRECTOR

Álvaro Pérez Carrasco (*)

Ingeniero Civil Industrial

Universidad Mayor

Rut: 14.119.842-4

(*) Permaneció en su cargo hasta el 31 de enero de 2021.

Enel Colina S.A. es administrada por un Directorio compuesto de tres integrantes elegidos por la junta de accionistas. El Directorio durará un período de tres años, al término del cual deberá renovarse totalmente, pudiendo sus miembros ser reelegidos en forma indefinida. Los directores podrán ser o no accionistas de la sociedad.

No se contempla la existencia de miembros suplentes del directorio.

Remuneraciones del directorio

Los integrantes del Directorio no perciben remuneración.
Diversidad en el directorio

• Número de personas por género

Enel Colina S.A.	
Femenino	1
Masculino	2
Total general	3

• Número de personas por nacionalidad

Enel Colina S.A.	
Chilena	2
Extranjera	1
Total general	3

• Número de personas por rango de edad

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

• Número de personas por antigüedad

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

Diversidad en el resto de la organización de Enel Colina

• Número de personas por género

Enel Colina S.A.	
Femenino	5
Masculino	3
Total general	8

• Número de personas por nacionalidad

Enel Colina S.A.	
Chilena	7
Extranjera	1
Total general	8

• Número de personas por rango de edad

Enel Colina S.A.	
Entre 30 y 40 años	3
Entre 41 y 50 años	2
Entre 51 y 60 años	1
Entre 61 y 70 años	2
Total general	8

• Número de personas por antigüedad

Enel Colina S.A.	
Menos de 3 años	2
Más de 3 años	6
Total general	8

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

Enel Colina S.A.	
Profesionales	90,3%
Administrativos	129,4%
Media	88,3%

4

Administración y personal





Administración y personal

Principales ejecutivos

GERENTE GENERAL

Juan Apablaza Jiménez

Contador Auditor

Universidad de Chile

Rut: 8.040.309-7



PRESIDENTE DEL DIRECTORIO

Rodrigo Arévalo Cid



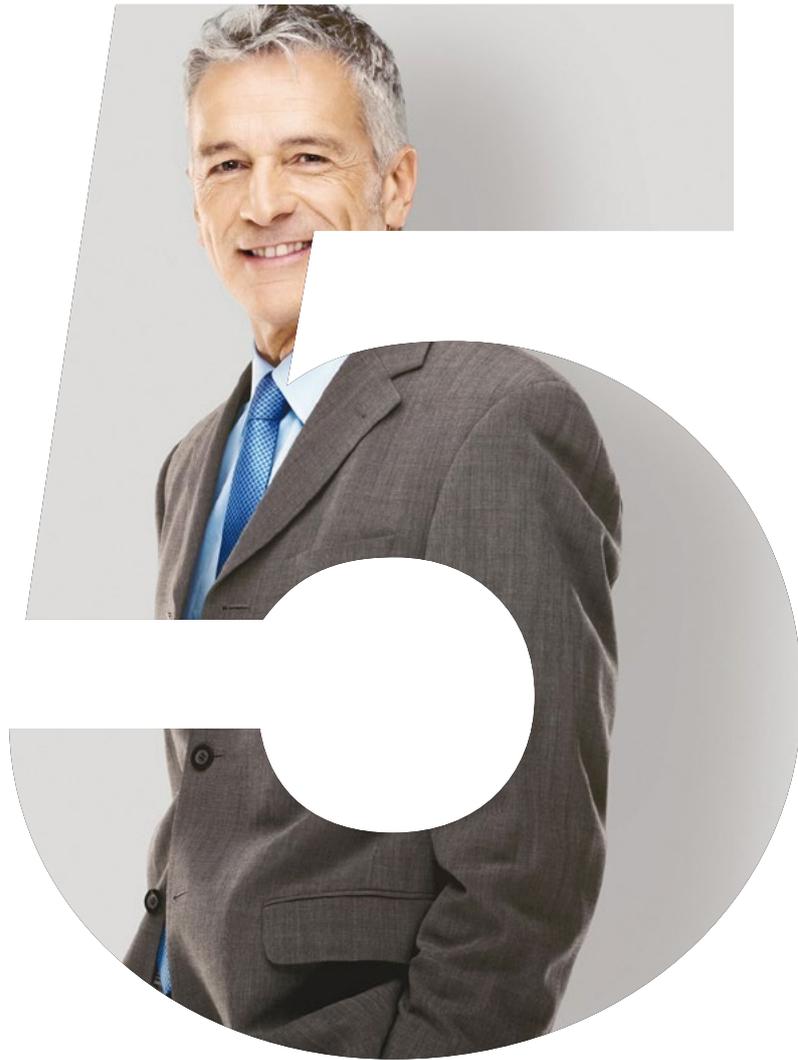
GERENTE GENERAL

Juan Apablaza Jiménez

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

5

Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico





Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

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

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

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. El Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), centro de despacho centralizado, está a cargo de la operación y coordinación del SEN.

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.

Segmento de Generación

Los generadores suministran electricidad a los clientes finales mediante líneas de transmisión y subestaciones que pertenecen a empresas de transmisión y distribución. El segmento de generación opera de manera competitiva

y no requiere concesión otorgada por las autoridades. Los generadores pueden vender su energía a clientes no regulados y otras empresas generadoras mediante contratos a precios negociados libremente. También pueden vender a empresas distribuidoras para abastecer a clientes regulados a través de contratos regidos por licitaciones definidas por las autoridades.

La operación de las empresas generadoras de electricidad está coordinada por el CEN, con un criterio de eficiencia en el que suele requerirse el productor de menor costo disponible para satisfacer la demanda en cualquier momento. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Segmento de Transmisión

Las empresas de transmisión poseen líneas y subestaciones con voltaje superior a 23 kV que fluyen desde los puntos de producción de los generadores hasta los centros de consumo o distribución, cobrando un peaje regulado por el uso de sus instalaciones. El segmento de transmisión es un monopolio natural sujeto a regulaciones industriales especiales, incluida la legislación antimonopolio. Las tarifas están reguladas y el acceso debe ser abierto y garantizado en condiciones no discriminatorias.

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. El segmento de distribución es un monopolio natural sujeto también a regulaciones industriales especiales, incluida la legislación antimonopolio.

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.

Para mayor detalle sobre temas regulatorios revisar el cap. 10. Estados Financieros Consolidados, Nota 4 "Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico".

6

Actividades y negocios de la entidad





Antecedentes históricos

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

El 27 de junio de 2001 la sociedad fue transformada a Sociedad Limitada, en adelante Empresa Eléctrica de Colina Limitada, según consta ante notario suplente don Patricio Zaldívar Mackenna de la Octava Notaría de Santiago.

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

Objeto social

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

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.

7

Factores de riesgo



Política de gestión de riesgos

Enel Colina S.A. sigue las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel SpA), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplicarán en los diferentes niveles de la compañía, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente.

Estos son aprobados por la junta directiva de Enel SpA, que alberga un comité de controles y riesgos, la cual 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.

Gobierno de riesgo

La estructura de gestión de riesgos organizacionales del Grupo Enel tiene un Comité Global de Control de Riesgos y un Comité Regional de Control de Riesgos 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.

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.

El sistema de gestión de riesgos de la sociedad considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles, donde el control de la unidad de negocio es la primera línea de defensa en la gestión de riesgos; la 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 y, por último, la tercera línea es la evaluación independiente. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización. Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la alta administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el consejo administrativo (directores) a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

El área de Control de Riesgos cuenta con la certificación Internacional ISO 31000:2018 (G31000) y actúa de acuerdo con las directrices actuales de esta norma internacional para gestionar los riesgos de las compañías, donde el principal objetivo es identificar riesgos (endógenos y exógenos) de manera preventiva, analizar, evaluar de manera tal de cuantificar la probabilidad y el impacto, así como el tratamiento de los mismos, a través de la definición de medidas de mitigación con sus respectivos planes de acción en conjunto con las áreas y los Risk Owners como responsables de los diferentes riesgos. 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 OSHAS) 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.

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 interna y regulaciones internacionales como ISO 31000:2018 (G31000), COSO (Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway), etc.

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 empresa y el mundo en general, obteniendo como resultado la matriz de riesgo de sostenibilidad.

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

Principales riesgos

La compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. En enero de 2020 se ha aprobado una nueva taxonomía de riesgos, que considera 6 macro categorías y 37 sub categorías, que se detallan a continuación:



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, como, por ejemplo, riesgos derivados de cambios regulatorio promovidos por los diversos organismos reguladores.

Riesgo financiero: se refiere a la probabilidad de ocurrencia de un evento que tenga consecuencias financieras negativas para la compañía, en relación a: (i) los riesgos propios del mercado financiero, debido a la volatilidad de las tasas de interés y tasas de cambio; (ii) los riesgos derivados de las eventuales restricciones para acceder al mercado financiero por parte de la compañía o para hacer frente a las obligaciones asumidas o a las necesidades de flujo requeridas en el curso de sus negocios, tales como los riesgos de liquidez y de crédito & contraparte, y (iii) a los riesgos de commodities que consideran la incertidumbre ante eventos futuros de mercado, generados por la volatilidad de los precios y volúmenes de producción, disponibilidad y demanda de commodities de energía, tales como gas, petróleo, carbón, o de la variabilidad en factores externos que pueden incidir en los precios o los volúmenes de tales commodities, como la hidrología, considerando las peculiaridades locales y las restricciones propias del mercado de que se trate.

Riesgo 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 performance en los principales aspectos identificados.

Riesgo 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.

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.

Gobernanza & cultura: riesgo de incurrir en sanciones judiciales o administrativas, pérdidas económicas o

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

La taxonomía de riesgos y su gestión abarca el proceso completo de evaluación de riesgos (identificación, análisis y valoración) de acuerdo a la ISO 31000:2018, reflejando de forma clara los riesgos evaluados, evidenciando las probabilidades e impactos de los mismos, cuantificados antes y después de las acciones de mitigación. Una vez finalizado el proceso de evaluación de riesgos, cada área responsable en conjunto con el área de gestión de riesgos, efectúan el trabajo continuo dentro del tratamiento, con la finalidad de reducir los niveles de riesgos a través de una gestión preventiva, buscando siempre la reducción de la probabilidad e impacto de cada uno, que son presentados de forma mensual al Directorio y la alta administración de la compañía.

El gobierno corporativo de Enel constituye un instrumento fundamental para asegurar una gestión eficiente y confiable de riesgos con el objetivo de la creación de valor para los accionistas y continuidad del negocio.

A continuación, se presentan los grupos de riesgos y cómo ellos son tratados:

Riesgos operativos

Representa los riesgos de la operación, en los cuales la calidad del suministro de energía y la tasa de pérdida son los principales aspectos identificados. Estos riesgos se gestionan a través de procedimientos y estándares comerciales formales, operativos y de ejecución. Además, la compañía cuenta con varios sistemas operativos que también se utilizan como herramientas para prevenir estos riesgos, así como para garantizar la disponibilidad y eficiencia de las redes de distribución y transmisión, pasando por sus subestaciones para evitar sanciones regulatorias respecto a la no observancia de los límites impuestos en términos de calidad y pérdidas.

Riesgos estratégicos

Representa los riesgos que afectan la estrategia comercial u objetivos estratégicos de una organización. Estos riesgos son monitoreados por el área de Control de Riesgos, a través de la "Matriz de Riesgos" que se presenta trimestralmente al Directorio, y que contiene riesgos estratégicos, de escenario, operativos, legales, fiscales, regulatorios, de ciberseguridad, sostenibilidad y reputación.

Sostenibilidad

Enel Colina S.A. se ha comprometido a hacer contribuciones específicas a seis de los 17 Objetivos de Desarrollo

Sustentable (ODSs): Educación y Calidad (ODS 4), Energía Accesible y Limpia (ODS 7), Trabajo Decente y Crecimiento Económico (ODS 8), Industria, Innovación e Infraestructura (ODS 9), Ciudades y Comunidades Sustentables (ODS 11) y Acción Climática (ODS 13). Este compromiso fue producto de la definición del modelo de negocios sustentable y, por tanto, son incorporados al plan estratégico de Enel Colina S.A. 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 los distintos Objetivos de Desarrollo Sostenible dentro de la taxonomía de riesgos definida.

MACRO CATEGORÍAS	SUB CATEGORÍAS			ODS	
CUMPLIMIENTO	1	CUMPLIMIENTO DE OTRAS LEYES & REGULACIONES PROTECCIÓN DE DATOS & DERECHOS DE LOS CONSUMIDORES DIVULGACIÓN EXTERNA			
TECNOLOGÍA DIGITAL	2	CIBERSEGURIDAD			
GOBERNANZA & CULTURA	3	CULTURA CORPORATIVA & ÉTICA REPUTACIÓN COMPROMISO CON PARTES INTERESADAS			
OPERACIONAL	4	PROTECCIÓN DE ACTIVOS	MEDIO AMBIENTE		
		INTERRUPCIÓN DEL NEGOCIO	SALUD Y SEGURIDAD		EFICIENCIA DE PROCESOS
		NECESIDADES & SATISFACCIÓN CLIENTES	PERSONAS & ORGANIZACIÓN		GESTIÓN CALIDAD DE SERVICIO
ESTRATÉGICO	5	CAMBIOS CLIMÁTICOS DESARROLLO LEGISLATIVO & REGULATORIO PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA & ASIGNACIÓN DE CAPITAL			

Dentro de los riesgos de sostenibilidad, los relacionados al cambio climático cobran especial relevancia por sus impactos no solo ambientales, sino que también sociales y económicos. Se pueden distinguir dos tipos:

- **Riesgos físicos asociados al cambio climático:** 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 S.A. a una indisponibilidad más o menos prolongada de activos e infraestructura, costos de recuperación, molestias a los clientes, etc.

A eso se suman las grandes inversiones en la red de distribución para que sea más resiliente a estos fenómenos climáticos. Todas las áreas de la sociedad están sujetas a la certificación ISO 14001 y, a través de la aplicación de los Sistemas de Gestión Ambiental (EMS), reconocidos internacionalmente, se monitorean las posibles fuentes de riesgo para que se pueda detectar cualquier criticidad con prontitud.

- **Riesgos de transición 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 S.A. 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, etc.

En relación al manejo de los riesgos sociales es importante destacar:

- **Conflictos sociales cuya intensidad pueden poner en riesgo la continuidad de las operaciones.** Para hacer frente a estos posibles impactos, Enel Colina S.A. cuenta con planes y procesos para la gestión de contingencias. 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.
- **Conflictos originados en las demandas de las comunidades aledañas a plantas en las que operamos.** Enel Colina S.A. mantiene un relacionamiento continuo con las comunidades locales, a través de equipos dedicados a nivel regional. Con su inversión social en las áreas donde opera, la empresa apunta a generar las condiciones para el desarrollo socio-económico de las comunidades, co-diseñando con ellas perspectivas comunes de crecimiento en el largo plazo.
- **Riesgos causados por accidentes tanto del personal propio y contratista.** Que Enel Colina S.A. mitiga promoviendo la cultura de la seguridad destacando la definición de políticas, la integración de seguridad, en procesos y formación, entre otros.
- **Relacionados con la atracción y retención de trabajadores en el contexto de la transición energética.** Para hacer frente a estos desafíos, Enel Colina S.A. 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 laboral, promueve, además, la educación y el crecimiento de las personas mediante becas y cursos.

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

- **Originados por conductas ilícitas, incluidas la corrupción, actividades de lobby, etc., por parte de personal propio o contratistas, o de prácticas anticompetitivas.** Enel Colina S.A. cuenta con un sistema de control interno y gestión de riesgos basado en las normas y procedimientos comerciales.
- **Vulneración de Derechos Humanos.** Riesgos que son levantados a través de las debidas diligencias de las cuales se derivan planes de acción para abordar las brechas.

Tecnología digital

La digitalización es un elemento fundamental en el crecimiento y desarrollo de Enel Colina S.A., exponiéndose cada vez más a los riesgos y amenazas del ciberespacio. Como es una amenaza transversal y con las mismas formas e impactos en todo el mundo, la compañía tiene un área especializada llamada Computer Emergency Response Team (CERT) única, centralizada y altamente preparada, que monitorea y apoya a todas las empresas 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 la compañía está expuesta y también 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 en la protección en toda la organización. El CERT, centrado en 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.

Adicionalmente, la matriz de riesgo incluye riesgos transversales emergentes relacionados con:

- **Protección de datos personales:** la recopilación y el tratamiento de los datos personales es uno de los mayores retos en la era de la digitalización y la globalización de los mercados. Enel Colina S.A. ha asumido este desafío acelerando los procesos de transformación digital, a la vez que ha aumentado el número de clientes. Esto implica una exposición natural a los riesgos que supone el tratamiento de datos personales y a una legislación de privacidad cada vez

más amplia, cuya implementación inadecuada puede causar pérdidas y daños económicos, financieros y reputacionales tanto a Enel Colina S.A. como a los titulares de dichos datos. Con el fin de gestionar y mitigar estos riesgos, la sociedad ha adoptado un marco para garantizar que la protección de los datos personales, de todas las personas con las que interactúa, se respete plenamente. Para lo anterior, Enel Colina S.A. cumple con la legislación vigente sobre la materia en el país, principalmente la Ley N°19.628 sobre protección a la vida privada y se encuentra implementando, paulatinamente, acciones coherentes con el reglamento sobre Protección de Datos Personales Europeo (GDPR). Si bien no es ley en Chile, Enel Colina S.A. ha querido elevar sus estándares de protección a las exigencias de esta normativa. Por lo anterior, actualmente se encuentra en proceso el nombramiento del Oficial de Protección de Datos Personales (OPD), quien será el responsable de apoyar a las distintas áreas del negocio, para hacer de la protección de datos personales un elemento clave en las diversas actividades del negocio.

- Digitalización, la eficacia de TI y la continuidad del servicio: Enel Colina S.A. 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. En consecuencia, está cada vez más expuesto a riesgos relacionados con el funcionamiento de los sistemas de tecnología de la información (TI), implementados en toda la empresa, lo que podría provocar interrupciones o pérdidas de datos. Para mitigar estos riesgos, la unidad responsable, Global Digital Solutions (GDS), ha establecido un sistema de control interno, que contempla puntos de control a lo largo de la cadena de valor. Enel Colina S.A. también está promoviendo la difusión de la cultura digital con el fin de impulsar con éxito la transformación digital y minimizar los riesgos asociados.

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 S.A. y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Riesgo de liquidez

Enel Colina S.A. mantiene una liquidez radicada en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo comprometidas, e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Riesgo de crédito

Enel Colina S.A. realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas por 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. Lo anterior es aplicable el negocio de distribución de electricidad.

En el caso de la empresa de distribución de electricidad, el corte de suministro es una potestad de la compañía ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que 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.

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.

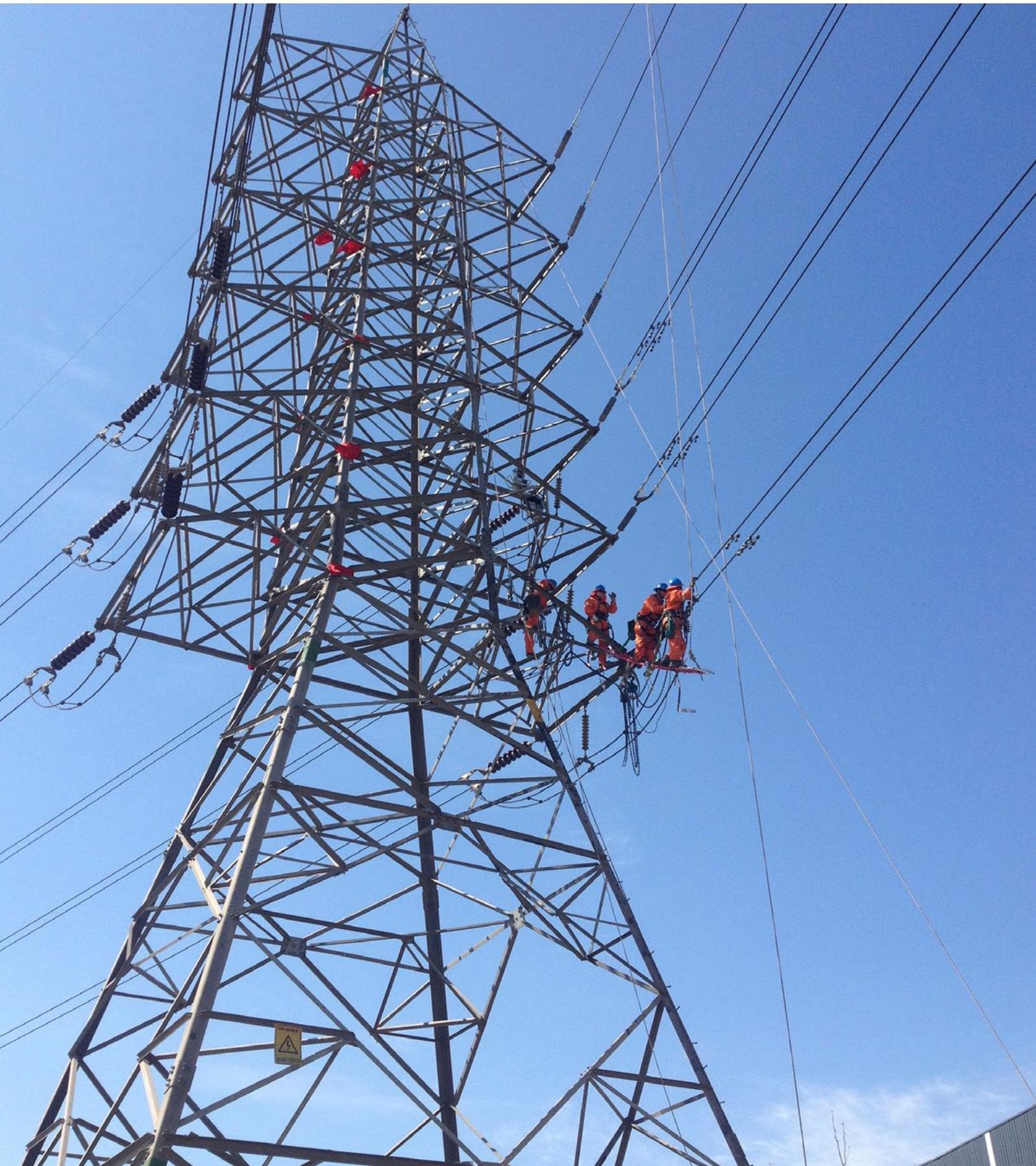
En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

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).

8

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 2020.

Utilidad Distribuible

La utilidad distribuible de la sociedad como dividendo a sus accionistas con cargo al ejercicio 2020 fue de M\$214.693 miles de pesos, equivalente al 30% de las utilidades al 31 de diciembre de 2020.

Política de Dividendos

No existe Política de Dividendos.

Política de Inversión y Financiamiento

No existe Política de inversión y financiamiento.

9

Estados financieros





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 comprende el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2020 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha 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 nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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



Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Colina S.A. al 31 de diciembre de 2020, y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros asuntos, informe de otros auditores sobre los estados financieros al 31 de diciembre de 2019

Los estados financieros de Enel Colina S.A. por el año terminado al 31 de diciembre de 2019 fueron auditados por otros auditores, quienes expresaron una opinión sin salvedades sobre los mismos en su informe de fecha 24 de febrero de 2020.

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.



Luis Vila Rojas

BDO Auditores & Consultores Ltda.

Santiago, 24 de febrero de 2021.

Estados de Situación Financiera, Clasificado

al 31 de diciembre de 2020 y 2019

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	80	2.225
Otros activos no financieros, corrientes	6	6.100	4.528
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	7	3.685.239	2.717.102
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente	8	666.922	844.046
Inventarios	10	212.767	33.032
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		4.571.108	3.600.933
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	89.304	95.349
Otros activos no financieros no corrientes	6	15.006	-
Cuentas por cobrar no corrientes	7	3.556	9.484
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		712	712
Propiedades planta y equipo, (neto)	14	9.784.517	9.360.757
Activos por impuestos diferidos	15	1.048.681	896.062
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		10.941.776	10.362.364
TOTAL ACTIVOS		15.512.884	13.963.297

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	18	476.775	962.509
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	2.395.607	1.066.680
Pasivos por impuestos corrientes	11	40.871	77.370
Otros pasivos no financieros corrientes	12	217.359	234.595
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		3.130.612	2.341.154
PASIVOS NO CORRIENTES			
Provisiones no corrientes	19	61.235	-
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20	108.379	124.412
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		169.614	124.412
TOTAL PASIVOS		3.300.226	2.465.566
PATRIMONIO			
Capital emitido	21	82.222	82.222
Ganancias acumuladas		12.024.781	11.309.854
Otras reservas	21	105.655	105.655
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		12.212.658	11.497.731
TOTAL PATRIMONIO		12.212.658	11.497.731
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		15.512.884	13.963.297

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2020 M\$	2019 M\$
Ganancia (pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	22	12.204.125	11.462.329
Otros ingresos, por naturaleza	22	10.614	65.771
Total de Ingresos		12.214.739	11.528.100
Materias primas y consumibles utilizados	23	(9.253.940)	(8.448.963)
Margen de Contribución		2.960.799	3.079.137
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		68.727	84.829
Gastos por beneficios a los empleados	24	(309.531)	(449.657)
Gasto por depreciación y amortización	25	(251.943)	(224.467)
Ganancia por deterioro y reversos de pérdida por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF9 sobre activos financieros	25	(960.333)	(206.325)
Otros gastos, por naturaleza	26	(944.569)	(958.535)
Resultado de Explotación		563.150	1.324.982
Ingresos financieros	27	293.193	263.842
Costos financieros	27	(16.598)	(6.715)
Resultado por unidades de reajuste	27	1.763	4.524
Pérdida Procedente de Inversiones		(2)	75
Ganancia antes de Impuesto		841.506	1.586.708
Gasto por impuestos a las ganancias	28	(125.864)	(369.858)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		715.642	1.216.850
GANANCIA		715.642	1.216.850
Ganancia Atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		715.642	1.216.850
GANANCIA		715.642	1.216.850
Ganancias por acción			
Ganancia por acción	\$/acción	1.431,28	2.433,70
Número de acciones ordinarias	Miles	500	500

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Resultados Integrales por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2020 M\$	2019 M\$
Ganancia (pérdida)		715.642	1.216.850
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		(982)	(12.693)
Total otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(982)	(12.693)
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		267	3.427
Impuesto a las ganancias relativas a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		267	3.427
Total otro resultado integral		(715)	(9.266)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		714.927	1.207.584
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		714.927	1.207.584
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		714.927	1.207.584

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estado de cambios en el Patrimonio

Por los ejercicios al 31 de diciembre 2020 y 2019

(En miles de pesos chilenos –M\$)

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
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

Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Otras reservas varias	Total	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Total Patrimonio
Saldo Inicial al 01-01-2019	82.222	-	105.655	105.655	10.102.270	10.290.147	10.290.147
Cambios en patrimonio							
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	1.216.850	1.216.850	1.216.850
Otro resultado integral	-	(9.266)	-	(9.266)	-	(9.266)	(9.266)
Resultado integral	-	(9.266)	-	(9.266)	1.216.850	1.207.584	1.207.584
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	9.266	-	9.266	(9.266)	-	-
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	-	1.207.584	1.207.584	1.207.584
Saldo del ejercicio al 31-12-2019	82.222	-	105.655	105.655	11.309.854	11.497.731	11.497.731

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados de Flujos de Efectivos, Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

(En miles de pesos chilenos -M\$)

	Nota	enero - diciembre 2020 M\$	enero - diciembre 2019 M\$
Estado de Flujo de Efectivo Directo			
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		13.199.324	13.122.443
Clases de pagos en efectivo productos de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(12.118.848)	(11.658.392)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(348.710)	(543.500)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)		(390.902)	(111.182)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(331.776)	(290.536)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(369)	(51.330)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		8.719	467.503
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos y fondos transferidos a entidades relacionadas		(1.301.210)	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(1.199.201)	(1.807.736)
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas		1.301.210	1.018.761
Intereses recibidos		698	39.448
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(1.198.503)	(749.527)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		10.496.310	2.862.477
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(9.297.088)	(2.617.579)
Intereses pagados		(11.583)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		1.187.639	244.898
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(2.145)	(37.126)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(2.145)	(37.126)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		2.225	39.351
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	80	2.225

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019 no existen transacciones no monetarias de inversión o financiamiento que no han requerido el uso de efectivo o equivalentes al efectivo.

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Índice

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS	56
2.	BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	57
	2.1 Principios contables	57
	2.2 Nuevos pronunciamientos contables	57
	2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	62
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	63
	a.) Propiedades, planta y equipo	63
	b.) Activos intangibles distintos de la plusvalía	64
	b.1) Costos de investigación y desarrollo	65
	b.2) Otros activos intangibles	65
	c.) Deterioro del valor de los activos no financieros	65
	d.) Arrendamientos	67
	e.) Instrumentos financieros	68
	e.1) Activos financieros no derivados	68
	e.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	69
	e.3) Deterioro de valor de los activos financieros	69
	e.4) Pasivos financieros excepto derivados	70
	e.5) Baja de activos y pasivos financieros	71
	e.6) Compensación de activos y pasivos financieros	71
	f.) Medición del valor razonable	71
	g.) Inversiones contabilizadas por el método de la participación	72
	h.) Inventarios	72
	i.) Provisiones	73
	i.1.) Provisiones por obligaciones post empleo y otros similares	73
	j.) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	73
	k.) Impuesto a las ganancias y diferidos	74
	l.) Reconocimiento de ingresos y gastos	74
	m.) Ganancia (pérdida) por acción	76
	n.) Estado de flujos de efectivo	76
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	76
	Plan Normativo CNE	80
	Reglamentos Publicados 2019 - 2020	81
	Proceso de suministro	81
	Licitaciones	81
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	82
6.	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS, CORRIENTE Y NO CORRIENTE	82
7.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES Y NO CORRIENTES	83
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	85
	8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas	85
	a.) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	85
	b.) Cuentas por pagar a entidades relacionadas	85
	c.) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado	86
9.	DIRECTORIO Y PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA	87
	9.1 Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones	87
	9.2 Garantías constituidas por la sociedad a favor del Directorio	87
	9.3 Retribución del personal clave de la gerencia	87

10. INVENTARIOS	87
11. PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES	88
12. OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS CORRIENTES	88
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALIA	88
14. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	89
15. IMPUESTOS DIFERIDOS	91
16. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	91
17. INSTRUMENTOS FINANCIEROS	94
18. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES	95
19. PROVISIONES NO CORRIENTES	96
20. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO	96
20.1 Aspectos Generales	96
20.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros	96
20.3 Otras revelaciones	97
21. PATRIMONIO	98
21.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	98
21.1.1 Capital suscrito y pagado	98
21.1.2 Gestión del capital	98
21.1.3 Otras Reservas	98
22. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	99
23. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	99
24. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	100
25. DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO	100
26. OTROS GASTOS POR NATURALEZA	100
27. RESULTADO FINANCIERO	101
28. IMPUESTO A LAS GANANCIAS	101
29. INFORMACIÓN POR SEGMENTO	102
30. GARANTÍAS OBTENIDAS DE TERCEROS Y OTROS COMPROMISOS	102
30.1 Litigios y arbitrajes	102
30.2 Contingencia por COVID-19	103
31. DOTACIÓN	104
32. SANCIONES	104
33. MEDIO AMBIENTE	104
34. HECHOS POSTERIORES	104
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN ENEL COLINA S.A.	105
ANEXO N°2 DETALLE DE INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE FECHA 03 DE FEBRERO DE 2012	105
a) Estratificación de la cartera	105
b) Provisiones	106
b.1) Número y monto de operaciones	106
ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	106
ANEXO N°4 DEUDORES COMERCIALES	108
ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO DE PROVEEDORES	110
ANEXO N°6 INFORMACION ADICIONAL REQUERIDA POR LA COMISION PARA EL MERCADO FINANCIERO DE CHILE	111

Estados Financieros

Correspondiente al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2020

(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.

Lo anterior en consideración a que la sociedad deberá quedar sometida a la fiscalización y control de la Comisión para el Mercado Financiero, en razón de lo dispuesto en el artículo 8° ter inciso primero de la Ley N° 21.194, que rebaja la rentabilidad de las empresas de distribución y perfecciona el proceso tarifario de distribución eléctrica, conocida también como "Ley Corta de Distribución".

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 con fecha 26 de junio de 2020, solicitó a la Comisión para el Mercado Financiero, la inscripción de Enel Colina S.A. en el Registro Especial de Entidades Informantes, solicitud que se encuentra aún en trámite.

La dotación de la sociedad alcanzó a los ocho trabajadores al 31 de diciembre de 2020. En promedio la dotación que la sociedad tuvo durante el ejercicio fue de ocho trabajadores. (ver Nota N°31).

Enel Colina S.A., tiene como objeto social explotar en Chile, el transporte o transmisión, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase; suministrando dicha energía o combustibles 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.

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 2020, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 de febrero de 2021, han sido preparados de acuerdo a 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 2020 y 2019, 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 2020 y 2019, 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 a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2020:

Nuevas Normas e Interpretaciones	Fecha de aplicación obligatoria:
Marco Conceptual (Revisado)	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 3: Definición de un Negocio.	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIC 1 y NIC 8: Definición de Material o con Importancia Relativa	1 de enero de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7: Reforma de las tasas de interés de referencia.	1 de enero de 2020

• Marco Conceptual (Revisado)

El IASB emitió el Marco Conceptual (revisado) en marzo de 2018. Este incorpora algunos nuevos conceptos, provee definiciones actualizadas y criterios de reconocimiento para activos y pasivos y aclara algunos conceptos importantes. Los cambios al Marco Conceptual pueden afectar la aplicación de NIIF cuando ninguna norma aplica a una transacción o evento particular.

El IASB también emitió un documento de acompañamiento por separado, "Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF", que establece enmiendas que afectan a otras NIIF con el fin de actualizar las referencias al nuevo Marco Conceptual.

El Marco Conceptual (Revisado), así como las Modificaciones a las Referencias al Marco Conceptual en las Normas NIIF, entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros de la sociedad.

• Enmiendas a NIC 3 "Definición de un Negocio"

La NIIF 3 Combinaciones de Negocios fue modificada por el IASB en octubre de 2018, para aclarar la definición de Negocio, con el objetivo de ayudar a las entidades a determinar si una transacción debe contabilizarse como una combinación de negocios o como la adquisición de un activo. Para ser considerado un negocio, un conjunto adquirido de actividades y activos debe incluir, como mínimo, un insumo y un proceso sustantivo que juntos contribuyen de forma significativa a la capacidad de elaborar productos.

La enmienda añade guías y ejemplos ilustrativos para ayudar a las entidades a determinar si se ha adquirido un proceso sustancial e introduce una prueba de concentración de valor razonable opcional.

La enmienda entró en vigencia a partir de 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva a las combinaciones de negocios y adquisiciones de activos que se lleven a cabo a contar de esta fecha, no generando impactos en los estados financieros de la sociedad.

• Enmiendas a NIC 1 y NIC 8 “Definición de Material o con Importancia Relativa”

En octubre de 2018 el IASB modificó la NIC 1 Presentación de estados financieros y la NIC 8 Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores, para mejorar la definición de Material y las explicaciones que acompañan a la definición. Las enmiendas aseguran que la definición de material sea coherente en todas las NIIF.

La información es material o tiene importancia relativa si su omisión, distorsión u ocultamiento puede influir razonablemente en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman a partir de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad que informa específica.

Las enmiendas entraron en vigencia a partir del 1 de enero de 2020, con aplicación prospectiva, no generando impactos en los estados financieros de la sociedad.

• Enmiendas a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 “Reforma de las tasas de interés de referencia”

El 26 de septiembre de 2019, el IASB emitió enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros, NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición, y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a revelar, en respuesta a la reforma que elimina gradualmente las tasas de interés de referencia, tales como de las tasas de interés de oferta interbancaria (IBORs, por su sigla en inglés). Las enmiendas proporcionan excepciones temporales que permiten que la contabilidad de coberturas continúe durante el período de incertidumbre, antes del reemplazo de las tasas de interés de referencia existentes por una tasa alternativa cercana a una tasa de interés libre de riesgo. Estas enmiendas entraron en vigencia a contar del 1 de enero de 2020.

La enmienda a NIIF 9, incluye una serie de excepciones que se aplican a todas las relaciones de cobertura directamente afectadas por la reforma de las tasas de interés de referencia (en adelante “reforma”). Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma genera incertidumbres sobre el calendario o el importe de los flujos de efectivo basados en la tasa de interés de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura.

Las tres primeras excepciones se refieren básicamente a:

- Evaluación de si una transacción prevista (o componente de la misma) es altamente probable.
- Evaluación de cuándo reclasificar el importe acumulado en la reserva de cobertura de flujos de efectivo a resultados.
- Evaluación de la relación económica entre el elemento cubierto y el instrumento de cobertura.

Para cada una de estas excepciones se supone que el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo cubiertos (ya sea que se especifiquen o no contractualmente) y/o, en el caso de la tercera excepción, el punto de referencia en el que se basan los flujos de efectivo de instrumento de cobertura, no será alterado como resultado de la reforma.

Existe una cuarta excepción para componentes de una partida designados como partida cubierta, que establece que, para un componente de referencia del riesgo de tasa de interés que se ve afectado por la reforma, el requisito de que el componente de riesgo sea identificable por separado solo debe cumplirse al inicio de la relación de cobertura.

Las excepciones continuarán aplicándose indefinidamente en ausencia de cualquiera de los eventos descritos en las enmiendas. Al designar un grupo de partidas como la partida cubierta o una combinación de instrumentos financieros,

como un instrumento de cobertura, las excepciones dejarán de aplicar por separado a cada partida individual o instrumento financiero, cuando deje de estar presente la incertidumbre que surge de la reforma de la tasa de interés de referencia.

La aplicación de estas enmiendas no tuvo impactos en los estados financieros de la sociedad, ya que Enel Colina S.A. no posee relaciones de cobertura vigentes.

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	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 3: Referencias al Marco Conceptual	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: Productos Obtenidos antes del Uso Previsto	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020	
- NIIF 1: Adopción por primera vez de las NIIF	
- NIIF 9: Instrumentos Financieros	
- Ejemplos que acompañan a NIIF 16	
- NIC 41: Agricultura	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes	1 de enero de 2023

• 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 períodos de gracia y aplazamiento de los pagos de arrendamiento por un período de tiempo, a veces seguido de un aumento en el pago en períodos 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 sólo se aplica a las reducciones del alquiler que ocurren como consecuencia directa de la pandemia de COVID-19 y sólo si se cumplen todas las siguientes condiciones:

- i) 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;
- ii) Cualquier reducción en los pagos por arrendamiento afecta únicamente los pagos originalmente vencidos hasta el 30 de junio de 2021; y
- iii) No existe un cambio sustancial en los otros términos y condiciones del arrendamiento.

Las enmiendas son aplicables para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada. Estas modificaciones deben aplicarse de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del período anual en el que se aplique por primera vez la modificación.

La Administración estima que la aplicación de estas enmiendas no generará 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 publicó la Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2) que complementa las modificaciones emitidas en 2019 a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7, y además incorpora modificaciones a la NIIF 4 y NIIF 16. Esta fase final del proyecto se centra en los efectos en los estados financieros cuando una empresa reemplaza la tasa de interés de referencia anterior por una tasa de referencia alternativa como resultado de la reforma.

Las modificaciones se refieren 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.

Estas modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021, y se permite la adopción anticipada. Las modificaciones son aplicables de forma retroactiva, con ciertas excepciones.

• 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 se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas 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 período presentado.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas 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 período anual sobre el que se informa, en el que se aplica por primera vez las modificaciones. No se requiere reexpresar información comparativa. El efecto acumulado de aplicar inicialmente las modificaciones se 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 se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas enmiendas 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:

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

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

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

La Administración estima que la aplicación de estas mejoras no generará impactos 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 de 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.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizados

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 y 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.I).

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.i.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.l).
- 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.i).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota N°3.a).
- 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 el Grupo, 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 2020, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

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

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

NOTA 3. Criterios contables aplicados

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los presentes estados financieros han sido los siguientes:

a.) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. La sociedad

define período sustancial como aquel que supera los 12 meses. 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 período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

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

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

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

Las Propiedades, Planta y Equipo neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

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 2020 y 2019, 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 período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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

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

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

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

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

En general estas proyecciones cubren los próximos 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 marzo de 2020, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 2,9%.

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, expresadas en términos nominales, aplicadas al cierre de diciembre de 2020 fue de 7,1%.

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

- Evolución de la demanda: La estimación de crecimiento se ha calculado sobre la base de la proyección de incremento del Producto Interior Bruto (PIB), además de otros supuestos utilizados por la compañía respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Medidas regulatorias: Una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el período proyectado.
- Capacidad instalada: En la estimación de la capacidad instalada del Grupo 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 el Grupo 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 2020, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2019 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el ejercicio 2020 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período, con excepción de los efectos generados por la pandemia de Covid-19. A pesar del grado de incertidumbre de la evolución del entorno macroeconómico en el corto plazo, producto de Covid-19, la Administración ha evaluado los escenarios de recuperación y ha determinado que no existe evidencia de deterioro en las UGEs del Grupo que hagan necesario realizar una estimación de su valor en uso.

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

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

d.) 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 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, el pago de estos 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 2020 y 2019 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 2020 y 31 de diciembre 2019 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. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

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

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo a los criterios detallados en la Nota N°3. 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.) Inversiones contabilizadas por el método de la participación

Son inversiones contabilizadas por método de participación aquellas en las que la sociedad ejerce una influencia significativa indirecta.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta.

En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos de Enel Colina S.A. o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que la sociedad posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

El detalle de las sociedades que clasifican como inversiones por el método de participación. (ver Anexo N°1)

h.) 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.

i.) 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.

i.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".

j.) 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.

k.) 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.

l.) 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 2020 y 2019, 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.

m.) 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.

n.) 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

Aspectos Generales

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 dependencia 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, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades 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 especializados, 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 destaca: 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, 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 suelen imponer 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.

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.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

- 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 Distribución 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.

- 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.

- 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 esta 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.

Plan Normativo CNE

- Plan Normativo CNE 2020

Mediante Resolución Exenta N°776, de fecha 16 diciembre de 2019, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2020. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2020 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2019, cuya elaboración continúa en desarrollo durante el año 2020.

Por medio de las Resoluciones Exentas N°231 y N°313, de fecha 30 de junio de 2020 y 19 de agosto de 2020, respectivamente, se modifica la Resolución Exenta N°776 respecto al plan normativo 2020.

- Plan Normativo CNE 2021

Mediante Resolución Exenta N°471, de fecha 15 diciembre de 2020, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2021. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2021 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2020 cuyo proceso de elaboración iniciará o continuará durante el año 2021.

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 de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con vigencia diferida a partir del 1 de enero de 2020.

Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional. Con fecha 20 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°125/2017 correspondiente al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

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 de Valorización de la Transmisión. Con fecha 13 de junio de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°10/2019 correspondiente al Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión.

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.

Reglamento Planificación de la Transmisión. Con fecha 30 de octubre de 2020, reingresó a la Contraloría General de la República, el Decreto N°37/2019 que aprueba el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual continúa en trámite.

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.

Proceso de suministro

Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02 y Licitación de Suministro 2017/01. Asimismo, la CNE informó el inicio de un cuarto proceso denominado Licitación Suministro 2019/01.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.2 TWh/año (100%) y precio medio de licitación de 79.3\$US/MWh.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado. El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32.5\$US/MWh.

Al igual que el proceso anterior, el principal adjudicatario correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 1.2 TWh/año, representando el 54% del total adjudicado.

Se contempla un futuro proceso de licitación 2021/01 con período de suministro el año 2026-2040, y un volumen de 2.310 GWh/año. La presentación de ofertas es el 28 de mayo de 2021.

NOTA 5. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2020	31-12-2019
	M\$	M\$
Saldos en bancos	80	2.225
Total	80	2.225

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	
		31-12-2020	31-12-2019
		M\$	M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	CLP	80	2.225
Total	Total	80	2.225

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	
	31-12-2020	31-12-2019
	M\$	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	80	2.225
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	80	2.225

d) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento al 31 de diciembre 2020 y 2019.

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo			Saldo al 31-12-2020
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Costos financieros	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	

Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	Saldo al 01-01-2019	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios que no representan flujos de efectivo			Saldo al 31-12-2019
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total	Costos financieros	Otros cambios		
								M\$	
Préstamos de empresas relacionadas	-	2.862.477	(2.617.579)	-	244.898	721	(721)	244.898	
Total	-	2.862.477	(2.617.579)	-	244.898	721	(721)	244.898	

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

La composición de Otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Otros activos no financieros	Corriente		No Corriente	
Subsidios por Cobrar Isapres	6.100	4.528	-	-
Multa SEC	-	-	15.006	-
Total	6.100	4.528	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 2020 y 2019 es la siguiente:

	Saldo al			
	31-12-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corriente, Bruto				
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar corrientes, Bruto	9.872.877	3.556	7.944.408	9.484
Cuentas comerciales, bruto (*)	9.763.353	-	7.814.632	-
Otras cuentas por cobrar, bruto (**)	109.524	3.556	129.776	9.484

	Saldo al			
	31-12-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corrientes, Neto				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	3.685.239	3.556	2.717.102	9.484
Cuentas comerciales, neto (*)	3.647.741	-	2.686.076	-
Otras cuentas por cobrar, neto (**)	37.498	3.556	31.026	9.484

(*) 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 períodos terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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 2020 y 2019 es la siguiente:

	Saldo al			
	31-12-2020		31-12-2019	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Otras cuentas por cobrar, neto				
Cuentas por cobrar al personal	24.620	3.556	25.372	9.484
Otros	12.878	-	5.654	-
Total	37.498	3.556	31.026	9.484

b) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Cuentas comerciales por ventas vencidos y no pagadas pero no deteriorados		
Con antigüedad menor de tres meses	1.287.146	749.483
Con antigüedad entre tres y seis meses	265.420	57.343
Con antigüedad entre seis y doce meses	310.580	32.014
Con antigüedad mayor a doce meses	880.629	254.275
Total	2.743.775	1.093.115

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:

	Corriente y no corriente M\$
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	
Saldo al 01 de enero de 2019	5.020.981
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	206.324
Saldo al 31 de diciembre de 2019	5.227.305
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	960.333
Saldo al 31 de diciembre de 2020	6.187.638

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales ascendieron a M\$960.333 durante el ejercicio 2020, lo que representa un incremento respecto a la pérdida de M\$206.324 registrada durante mismo período de año 2019. Este incremento 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 y Nota 30.2 Contingencia por COVID-19.

d) Información Adicional

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

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

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 Corrientes	
							31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Servicios Recaudación	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	607622	843.408
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Servicios Personal	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	59.300	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	638
Total							666.922	844.046

b.) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Saldo Corrientes	
							31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Energía	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	24.920	670.493
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Otros servicios (*)	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	102.897	10.438
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A	Compra Materiales	Menos 90 días	Matriz	CLP	Chile	821.828	52.282
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A	Compra Energía	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	8.752
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios Administrativos	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	33.834
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Caja Centralizada	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	1.445.962	244.899
76.924.079-9	Enel X Chile SPA	Otros servicios (*)	Menos 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	45.982
Total							2.395.607	1.066.680

(*) Los Otros servicios con Enel Distribución Chile S.A. y Enel X Chile SPA, 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	
					31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Compra Energía	Matriz	Chile	(7616.417)	(7445.044)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Compra Materiales	Matriz	Chile	(167429)	(607.912)
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Venta de Energía	Matriz	Chile	-	53.133
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Compra Energía	Matriz Común	Chile	(19.238)	(80.075)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Gastos Financieros	Matriz Común	Chile	(12.704)	(721)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Ingresos Financieros	Matriz Común	Chile	60	11.438
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios Administrativos	Matriz Común	Chile	(170.238)	(164.369)
96.524.140-k	Empresa Electrica Panguipulli	Compra Energía	Matriz Común	Chile	(983)	(2.652)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(3)
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(2)
76.412.562-2	Parque Eólico Renaico SpA.	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(31)
76.321.458-3	Sociedad Almeida Solar SpA.	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(1)
96.504.980-0	Pehuenche	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(18)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos	Compra Energía	Matriz Común	Chile	-	(1)
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Otros Servicios	Matriz Común	Chile	-	576
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Compra Energía	Matriz común	Chile	-	(796)
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Matriz común	Chile	-	83
76.924.079-9	Enel X Chile SpA.	Otros Servicios	Matriz Común	Chile	-	(38.640)
Total					(7.986.949)	(8.275.035)

Sociedades relacionadas fusionadas:

- 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 Tal Tal S.A.
- Parque Eólico Tal Tal S.A. fue fusionada en junio de 2020 por Almeйда Solar SPA.

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 2020, 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\$9.297.388, (M\$0 en 2019), esta transacción devengó intereses a una tasa TAB + 0,03% anual, y presenta fondos recibidos de Enel Chile S.A. por M\$10.496.310 (M\$1.263.659 en 2019) devengando intereses a una tasa TAB + 1,21% 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 período de tres años, al término del cual deberá renovarse totalmente, pudiendo sus miembros ser reelegidos en forma indefinida. Los directores podrán ser o no accionistas de la sociedad.

El directorio no será remunerado.

El directorio vigente es:

Rut	Nombre	Cargo
7.081.728-4	Rodrigo Arévalo Cid	Presidente Directorio
26.880.618-0	Silvia Latini	Directora
14.119.842-4	Álvaro Pérez Carrasco (*)	Director

(*) Permaneció en su cargo hasta el 31 de enero del 2021.

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 Jiménez	Gerente General

NOTA 10. Inventarios

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

Clases de Inventarios por Conceptos	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Inventarios al valor neto realizable		
Materiales eléctricos	212.767	33.032
Total	212.767	33.032

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

NOTA 11. Pasivos por impuestos corrientes

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Pasivos por impuestos Corrientes		
Impuesto a la Renta	40.871	77.370
Total	40.871	77.370

NOTA 12. Otros pasivos no financieros corrientes

Otros pasivos no financieros corrientes corresponden a impuestos corrientes, cuya composición al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Otros pasivos no financieros no corrientes		
IVA debito fiscal y otros impuestos corrientes	217.359	234.595
Total	217.359	234.595

NOTA 13. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Activos Intangibles Neto		
Activos Intangibles, Neto	89.304	95.349
Servidumbre	83.260	83.260
Programas Informáticos	6.044	12.089
Activos Intangibles Bruto		
Activos Intangibles, Bruto	211.539	211.539
Servidumbre	83.260	83.260
Programas Informáticos	128.279	128.279
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor		
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(122.234)	(116.190)
Programas Informáticos	(122.234)	(116.190)

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios al 31 de diciembre de 2020 y 2019 han sido los siguientes:

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

	Servidumbre Neto M\$	Programas Informáticos, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Movimientos en Activos Intangibles			
Saldo inicial al 01-01-2019	83.260	18.134	101.394
Movimientos en activos intangibles identificables			
Amortización	-	(6.045)	(6.045)
Total movimientos	-	(6.045)	(6.045)
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2019	83.260	12.089	95.349

El valor neto de los intangibles al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Descripción	Valor Neto 31-12-2020 M\$	Valor Neto 31-12-2019 M\$	Plazo Vigencia Meses	Plazo Residual Meses
Servidumbres de Paso	83.260	83.260	Indefinido	-
Programas Informáticos	6.044	12.089	48	1 - 48
Total	89.304	95.349		

Al 31 de diciembre de 2020 existen programas informáticos totalmente amortizados y en uso por M\$104.100 (M\$104.100 al 31 de diciembre de 2019).

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

NOTA 14. Propiedades, planta y equipo

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	9.784.517	9.360.757
Construcción en Curso	3.979.879	3.465.188
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	71.950	65.730
Planta y Equipo	5.525.229	5.596.381
Instalaciones Fijas y Accesorios	146.323	172.322

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	11.870.462	11.200.804
Construcción en Curso	3.979.879	3.465.188
Terrenos	61.136	61.136
Edificios	149.530	138.960
Planta y Equipo	7.260.950	7.116.991
Instalaciones Fijas y Accesorios	418.967	418.529

	31-12-2020	31-12-2019
	M\$	M\$
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo		
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(2.085.945)	(1.840.047)
Edificios	(77.581)	(73.230)
Planta y Equipo	(1.735.721)	(1.520.610)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(272.643)	(246.207)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo, al 31 de diciembre de 2020 y 2019:

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Otros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimiento año 2020						
Saldo Inicial al 1 de enero de 2020	3.465.188	61.136	65.730	5.596.381	172.322	9.360.757
Movimientos						
Adiciones	668.500	-	-	-	1.158	669.658
Traspasos	(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

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimiento año 2019						
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	3.346.085	61.136	69.470	4.259.108	154.364	7.890.163
Movimientos						
Adiciones	1.689.017	-	-	-	-	1.689.017
Traspasos	(1.569.914)	-	-	1.526.940	42.974	-
Gasto por depreciación	-	-	(3.740)	(189.667)	(25.016)	(218.423)
Total movimientos	119.103	-	(3.740)	1.337.273	17.958	1.470.594
Saldo al 31 de diciembre de 2019	3.465.188	61.136	65.730	5.596.381	172.322	9.360.757

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto.

a) Principales inversiones

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

b) Costos capitalizados

Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$68.727 y M\$84.829, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019, respectivamente.

c) Vidas Útiles

A continuación se presentan los principales períodos 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 2020 existen propiedades, planta y equipo totalmente depreciados y en uso por M\$17.267 (M\$17.516 al 31 de diciembre de 2019).

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2020 y 2019.

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 2020 y 2019 son los siguientes:

	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
Impuestos diferidos de activos y pasivos Netos relativos a:	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	530	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	-

	Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 1 de Enero de 2019	Movimientos		Saldo Neto al 31 de diciembre de 2019	Saldo al 31 de diciembre de 2019	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales		Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos
Impuestos diferidos de activos y pasivos Netos relativos a:	Amortización fiscal acelerada de activos	(521.947)	(83.026)	-	(604.973)	-	(604.973)
	Provisiones	1.311.351	186.257	3.427	1.501.035	1.504.965	(3.930)
	Provisión Cuentas Recursos Humanos	149.769	(6.441)	-	143.328	143.328	-
	Provisión Cuentas Incobrables	1.165.512	189.490	-	1.355.002	1.355.002	-
	Otras Provisiones	(3.930)	3.208	3.427	2.705	6.635	(3.930)
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	789.404	103.231	6.854	896.062	1.504.965	(608.903)
	Compensación					(608.903)	608.903
	Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) despues de compensación	789.404			896.062	896.062	-

b.) Compensación de partidas

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

c.) Cambio de Tasa

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

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

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

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 sociedad está expuesta al riesgo de tasa de interés de flujo de efectivo por préstamos con empresas relacionadas. La sociedad analiza la exposición a la tasa de interés trimestralmente.

Un análisis de sensibilidad se realiza aplicando una técnica de simulación a los pasivos que representan las principales posiciones generadoras de intereses.

Al 31 de diciembre de 2020, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más altos/más bajos, manteniendo todas las demás variables constantes, la utilidad después de impuestos para el año 2020 habría sido de M\$720.920 / M\$710.364, principalmente como resultado de un gasto por intereses mayor/menor en préstamos con empresas relacionadas.

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 2020 no existe exposición a este riesgo ya que la sociedad no posee activos y pasivos en moneda extranjera.

16.3 Riesgo de liquidez

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$80, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$2.225, en efectivo y otros medios equivalentes.

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 2020			
	Hasta 30 días M\$	Entre 31 y 180 días M\$	Entre 181 días y 1 año M\$	Total M\$
Cuentas por pagar comerciales	476.775	-	-	476.775
Cuentas por pagar a empresas relacionadas				
Por operación	949.645	-	-	949.645
Por financiamiento	-	1.445.962	-	1.445.962
Total	1.426.420	1.445.962	-	2.872.382

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.

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

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

16.5 Medición del riesgo

Enel Colina S.A. hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la 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 2020 y 2019, es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2020
	Activos financieros medidos a costo amortizado
Detalle	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

	Saldo al 31 de diciembre de 2019
	Activos financieros medidos a costo amortizado
Detalle	M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	2.717.102
Cuentas comerciales por cobrar a entidades relacionadas	844.046
Otros activos de carácter financiero	4.528
Total corriente	3.565.676
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	9.484
Total no corriente	9.484
Total	3.575.160

El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es el siguiente:

Detalle	Saldo al	
	31 de diciembre de 2020	31 de diciembre de 2019
	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	476.775	962.509
Cuentas comerciales por pagar a entidades relacionadas	949.645	821.781
Cuentas por pagar a entidades relacionadas caja centralizada	1.445.962	244.899
Total corriente	2.872.382	2.029.189
Total	2.872.382	2.029.189

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 2020 y 2019 es el siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
	Corrientes	
Acreedores comerciales	475.724	936.696
Otras cuentas por pagar	1.051	25.813
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	476.775	962.509

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

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
	Corrientes	
ACREEDORES COMERCIALES		
Cuentas por pagar bienes y servicios	320.235	791.946
Cuentas por pagar por compra de activos	155.489	144.750
Sub Total	475.724	936.696
OTRAS CUENTAS POR PAGAR		
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	-	24.490
Otras cuentas por pagar	1.051	1.323
Sub Total	1.051	25.813
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	476.775	962.509

El detalle de los pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2020 y 2019 se expone en Anexo N°5.

NOTA 19. Provisiones no corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Provisiones	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
	No corrientes	
Multa SEC	61.235	-
Total	61.235	-

La descripción de la provisión por multa SEC se expone en Nota 30.1

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 período mínimo de 5 años.

20.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros

a) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

Detalle	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Obligaciones post empleo no corriente		
Indemnización por años de servicios	108.379	124.412
Total Obligaciones Post empleo, neto	108.379	124.412

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

Valor presente de las Obligaciones post empleo y similares	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2019	148.209
Costo del Servicio Corriente.	8.962
Costo por Intereses.	5.994
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	13.716
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(1.023)
Contribuciones pagadas	(51.446)
Saldo al 31 de diciembre de 2019	124.412
Costo del Servicio Corriente.	7511
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)
Valor Presente de las Obligaciones post empleo y similares al 31 de diciembre de 2020	108.379

c) Los montos registrados en los resultados integrales de las operaciones al 31 de diciembre de 2020 y 2019 son los siguientes:

	Saldo al	
	31-12-2020	31-12-2019
Total Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados Integrales	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	7.511	8.962
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.523	5.994
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	982	12.693
Contribuciones pagadas obligación de planes de beneficios definidos	-	(51.445)
Total gasto reconocido en el estado de resultados	12.016	(23.796)
Total gasto reconocido en el Estado de Resultados Integrales	982	12.693

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 2020 y 2019:

Hipótesis Actuariales Principales Utilizadas en Planes de Beneficios Definidos	Chile	
	31-12-2020	31-12-2019
Tasas de descuento utilizadas	2,6%	3,4%
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	6,7%	4,0%

Sensibilización

Al 31 de diciembre de 2020, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$2.556 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$5.386 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\$46.304.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para la sociedad corresponde a 4,76 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	46.304
2	5.489
3	5.220
4	4.958
5	4.704
6 a 10	31.704

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 2020 y 2019 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 2020 y 2019, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

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

Detalle de Otras Reservas	Saldo al 1 de enero de 2019 M\$	Movimientos 2019 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2019 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:

- 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.
- 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 2020 y 2019 es el siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos de actividades ordinarias		
Ventas de energía	11.688.422	10.942.230
Venta de electricidad Residencial	6.824.164	6.310.625
Venta de electricidad Comercial	1.953.319	1.694.195
Venta de electricidad Industrial	262.468	265.438
Otros Consumidores	2.648.471	2.671.972
Otras ventas	8.691	17.850
Ventas de productos y servicios	8.691	17.850
Otras prestaciones de servicios	507.012	502.249
Servicios de construcción de empalmes	204.376	136.938
Instalaciones específicas, redes y alumbrado público	5.631	36.771
Atención a clientes y otras prestaciones	297.005	328.540
Total Ingresos de actividades ordinarias	12.204.125	11.462.329
Otros Ingresos por naturaleza		
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	2.966	53.597
Ingreso por cancelación fuera de plazo de facturación	7.648	12.174
Total Otros ingresos por naturaleza	10.614	65.771

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 2020 y 2019 es el siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Materias primas y consumibles utilizados		
Compras de energía	(9.121.775)	(8.353.277)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(132.165)	(95.686)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(9.253.940)	(8.448.963)

NOTA 24. Gastos por beneficios a los empleados

La composición de estas partidas al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es la siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Gastos por beneficios a los empleados		
Sueldos y salarios	(285.331)	(327.956)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(7.511)	(8.962)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(16.689)	(112.739)
Total	(309.531)	(449.657)

NOTA 25. Depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro		
Depreciaciones	(245.898)	(218.422)
Amortizaciones	(6.045)	(6.045)
Subtotal	(251.943)	(224.467)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (*)	(960.333)	(206.325)
Total	(1.212.276)	(430.792)

(*) 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 2020 y 2019 es el siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Otros gastos por naturaleza		
Reparaciones y conservación	(455.706)	(424.223)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(306.738)	(347.035)
Tributos y tasas	(70.499)	(64.568)
Gastos administrativos	(111.626)	(122.709)
Total otros gastos por naturaleza	(944.569)	(958.535)

NOTA 27. Resultado financiero

El detalle del resultado financiero al 31 de diciembre de 2020 y 2019 es el siguiente:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Ingresos Financieros		
Ingresos financieros empresas relacionadas	60	11.438
Otros ingresos financieros	293.133	252.404
Total Ingresos Financieros	293.193	263.842
	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Costos Financieros y Otros		
Costos Financieros	(16.598)	(6.715)
Obligaciones por beneficios post empleo	(3.523)	(5.994)
Gastos financieros empresas relacionadas	(12.704)	(721)
Otros costos financieros	(371)	-
Resultado por unidades de reajuste	1.763	4.524
Total Costos Financieros	(14.835)	(2.191)
Total Resultado Financiero	278.358	261.651

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

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
Resultado por Unidades de Reajuste		
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.763	4.524
Total Resultado por Unidades de Reajuste	1.763	4.524

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 2020 y 2019:

	Saldo al	
	31-12-2020 M\$	31-12-2019 M\$
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores		
(Gasto) Ingreso por Impuestos Corrientes	(277.943)	(369.910)
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	(275)	(68.870)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	-	(34.309)
Ingreso (Gasto) por Impuestos Corrientes, Neto, Total	(278.218)	(473.089)
Gasto Diferido (Ingreso) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	152.354	103.231
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	152.354	103.231
Gasto por Impuesto a las Ganancias	(125.864)	(369.858)

	31-12-2020	31-12-2019
	M\$	M\$
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables		
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTO	841.506	1.586.708
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(227.207)	(428.411)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	(275)	(68.870)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	101.618	95.949
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	-	(929)
Diferencia de cambios de base y tasa impuestos diferidos resultado patrimonio	-	32.403
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	101.343	58.553
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	(125.864)	(369.858)
Conciliación de la tasa impositiva media efectiva y la tasa impositiva aplicable	31-12-2020	31-12-2019
Tasa Impositiva Legal	(27,00%)	(27,00%)
Efecto de la tasa impositiva de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	-	2,04%
Efecto de la tasa impositiva de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	(0,03%)	(4,34%)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	12,08%	6,05%
Diferencia de cambios de base y tasa impuestos diferidos resultado patrimonio	-	0,06%
Total ajustes a la Tasa Impositiva aplicable	12,04%	3,81%
Tasa Impositiva Efectiva	(14,96%)	(23,19%)

NOTA 29. Información por segmento

La sociedad opera en el segmento de distribución de energía eléctrica y sus otros ingresos representan aproximadamente el 4,2% y 4,4%, al 31 de diciembre de 2020 y 2019 respectivamente, del total de ingresos.

NOTA 30. Garantías obtenidas de terceros y otros compromisos

30.1 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros los litigios y arbitrajes de Enel Colina S.A. son los siguientes:

a) Juicios pendientes

a.1) ENEL COLINA S.A. CON SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES

Contenido del Pleito: Mediante Resolución Exenta la SEC aplicó a Enel Colina S.A. una multa equivalente a 100 Unidades Tributarias Anuales, por haber infringido lo dispuesto en el artículo 4-3 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución en relación con los artículos 145° y 222°, letra f) del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y, a su vez, en relación al artículo 225, letra x) de la Ley General de Servicios Eléctricos, lo que se desprendería de la información que Enel Colina S.A. (Empresa Eléctrica de Colina Limitada) aportó a través del sistema Interrupciones en Línea e Interrupciones 2018, lo anterior puesto que no habría cumplido con los tiempos máximos de reposición del suministro eléctrico el día 29 de mayo de 2019.

Cuantía: \$60.386.400.-

Estado Procesal: Mediante Resolución Exenta N°31.447 de fecha 06 de enero de 2020, la SEC confirmó la multa impuesta a Enel Colina S.A. por 100 Unidades Tributarias Anuales, al resolver desfavorablemente el Recurso de Reposición interpuesto en contra de la Resolución Exenta N°31.110 de 03 de diciembre de 2019. Lo anterior, por estimar que Enel Colina S.A. (Empresa Eléctrica de Colina Ltda.) habría infringido lo dispuesto en el artículo 4-3 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución en relación con los artículos 145° y 222°, letra f) del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y, a su vez, en relación al artículo 225, letra x) de la Ley General de Servicios Eléctricos En contra de la referida resolución Enel Colina S.A. (Empresa Eléctrica de Colina Ltda.) presentó Recurso de Reclamación ante la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago con fecha 28 de febrero de 2020, el cual se encuentra pendiente de resolución.

30.2 Contingencia por COVID-19

El 30 de enero de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró el brote del nuevo coronavirus 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 2020, 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 2020 y 2019, es la siguiente:

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

Pais	31-12-2019		
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Total
Chile	1	6	7
Total	1	6	7

Nota 32. Sanciones

Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, 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 2020 y 2019.

NOTA 34. Hechos posteriores

No se han producido hechos posteriores significativos a la fecha de emisión de los presentes estados financieros.

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 31-12-2020			% Participación a 31-12-2019			Domicilio social	Actividad
	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
Empresa de Transmisión Chena S.A.	0,10%	0,00%	0,10%	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 2020		Cartera al día M\$	Morosidad 01-90 días M\$	Morosidad 91-180 días M\$	Morosidad mayor a 181 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
Detalle							
Cuentas Comerciales por cobrar bruto	914.482	1.368.254	442.056	7.038.561	9.763.353	-	
Provisión 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 deterioro	-	-	-	(72.026)	(72.026)	-	
Totales	941.463	1.287.146	265.421	1.191.209	3.685.239	3.556	

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2019		Cartera al día M\$	Morosidad 01-90 días M\$	Morosidad 91-180 días M\$	Morosidad mayor a 181 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
Detalle							
Cuentas Comerciales por cobrar bruto	1.605.646	767.406	96.091	5.345.489	7.814.632	-	
Provisión de deterioro	(12.685)	(17.923)	(38.748)	(5.059.200)	(5.128.556)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	31.026	-	-	98.750	129.776	9.484	
Provisión de deterioro	-	-	-	(98.750)	(98.750)	-	
Totales	1.623.987	749.483	57.343	286.289	2.717.102	9.484	

Resumen de estratificación de la cartera

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\$
Al día	13.860	837.781	360	76.701	14.220	914.482
Entre 1 y 30 días	7.849	420.771	894	112.261	8.743	533.032
Entre 31 y 60 días	2.109	452.064	307	23.762	2.416	475.826
Entre 61 y 90 días	660	340.661	159	18.736	819	359.397
Entre 91 y 120 días	381	169.034	83	11.821	464	180.855
Entre 121 y 150 días	235	122.611	76	14.559	311	137.170
Entre 151 y 180 días	336	116.856	78	7.175	414	124.031
Entre 181 y 210 días	258	78.585	41	13.322	299	91.907
Entre 211 y 250 días	340	136.233	43	9.065	383	145.298
Más de 251 días	2.799	6.673.539	322	127.816	3.121	6.801.355
Totales	28.827	9.348.135	2.363	415.218	31.190	9.763.353

b) Provisiones

Provisiones		Saldo al	
		31-12-2020	31-12-2019
Provisión cartera no repactada	M\$	882.297	176.314
Provisión cartera repactada	M\$	78.036	30.010
Total	M\$	960.333	206.324

b.1) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones		31-12-2020		31-12-2019	
		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		733	3.424	397	831
Monto de las operaciones	M\$	754.008	960.333	38.022	206.324
Total	M\$	754.008	960.333	38.022	206.324

ANEXO N°3 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

La sociedad no presenta activos y pasivos en moneda extranjera.

31 de diciembre de 2019

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\$
14.494	1.528.945	591	76.700	15.085	1.605.645
7.346	397.685	753	112.261	8.099	509.946
2.092	176.552	212	23.762	2.304	200.314
322	38.411	131	18.736	453	57.147
111	20.031	79	11.821	190	31.852
69	19.953	69	14.559	138	34.512
42	22.552	66	7.175	108	29.727
52	19.138	41	13.323	93	32.461
28	14.228	37	9.065	65	23.293
1.262	5.161.919	297	127.816	1.559	5.289.735
25.818	7.399.414	2.276	415.218	28.094	7.814.632

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 2020 y 2019 es la siguiente:

Saldo al 31 de diciembre de 2020						
	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\$
a) Deudores Comerciales						
DISTRIBUCIÓN						
Deudores Comerciales bruto	914.482	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170
-Clientes Masivos	914.482	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170
Provisión Deterioro	(10.517)	(6.130)	(21.666)	(53.313)	(56.717)	(57.570)
Total	903.965	526.902	454.160	306.084	124.137	79.600
Servicios No Facturados	635.250	-	-	-	-	-
Servicios Facturados	279.232	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170
Total Deudores Comerciales Brutos	914.482	533.032	475.826	359.397	180.854	137.170
Total Provisión Deterioro	(10.517)	(6.130)	(21.666)	(53.313)	(56.717)	(57.570)
Total Deudores Comerciales Netos	903.965	526.902	454.160	306.084	124.137	79.600

Saldo al 31 de diciembre de 2019						
	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\$
Deudores Comerciales						
DISTRIBUCIÓN						
Deudores Comerciales bruto	1.605.646	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512
-Clientes Masivos	1.605.646	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512
Provisión Deterioro	(12.685)	(4.029)	(7.191)	(6.703)	(8.935)	(14.581)
Total	1.592.961	505.916	193.123	50.444	22.917	19.931
Servicios No Facturados	634.302	-	-	-	-	-
Servicios Facturados	971.344	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512
Total Deudores Comerciales Brutos	1.605.646	509.945	200.314	57.147	31.852	34.512
Total Provisión Deterioro	(12.685)	(4.029)	(7.191)	(6.703)	(8.935)	(14.581)
Total Deudores Comerciales Netos	1.592.961	505.916	193.123	50.444	22.917	19.931

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

Saldo al 31 de diciembre de 2020						
	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\$
b) Tipo de cartera						
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	837.781	420.771	452.064	340.661	169.034	122.611
-Clientes Masivos	837.781	420.771	452.064	340.661	169.034	122.611
número de Clientes no repactados	13.860	7.849	2.109	660	381	235
Cartera repactada	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559
-Clientes Masivos	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559
número de Clientes repactados	360	894	307	159	83	76
Total cartera bruta	914.481	533.032	475.826	359.397	180.855	137.170

Saldo al 31 de diciembre de 2020						
Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días y menor a 365 M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.763.353	-
124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.763.353	-
(62.347)	(61.687)	(97.227)	(542.189)	(5.146.249)	(6.115.612)	-
61.684	30.221	48.070	232.289	880.629	3.647.741	-
-	-	-	-	-	635.250	-
124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.128.103	-
124.031	91.908	145.297	774.478	6.026.878	9.763.353	-
(62.347)	(61.687)	(97.227)	(542.189)	(5.146.249)	(6.115.612)	-
61.684	30.221	48.070	232.289	880.629	3.647.741	-

Saldo al 31 de diciembre de 2019						
Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días y menor a 365 M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corrientes M\$	Total No corrientes M\$
29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.814.632	-
29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.814.632	-
(15.232)	(25.105)	(18.015)	(66.148)	(4.949.932)	(5.128.556)	-
14.495	7.356	5.278	19.380	254.275	2.686.076	-
-	-	-	-	-	634.302	-
29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.180.330	-
29.727	32.461	23.293	85.528	5.204.207	7.814.632	-
(15.232)	(25.105)	(18.015)	(66.148)	(4.949.932)	(5.128.556)	-
14.495	7.356	5.278	19.380	254.275	2.686.076	-

Saldo al 31 de diciembre de 2020				
Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total Corrientes M\$
116.856	78.585	136.233	6.673.539	9.348.135
116.856	78.585	136.233	6.673.539	9.348.135
336	258	340	2.799	28.827
7.175	13.323	9.065	127.816	415.218
7.175	13.323	9.065	127.816	415.218
78	41	43	322	2.363
124.031	91.908	145.298	6.801.355	9.763.353

Saldo al 31 de Diciembre de 2019

b) Tipo de cartera	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\$
DISTRIBUCIÓN						
Cartera no repactada	1.528.945	397.685	176.552	38.411	20.031	19.953
-Clientes Masivos	1.528.945	397.685	176.552	38.411	20.031	19.953
número de Clientes no repactados	14.494	7.346	2.092	322	111	69
Cartera repactada	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559
-Clientes Masivos	76.700	112.261	23.762	18.736	11.821	14.559
número de Clientes repactados	360	894	307	159	83	76
Total cartera bruta	1.605.645	509.946	200.314	57.147	31.852	34.512

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 31-12-2020			Saldo al 31-12-2019		
	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$
Hasta 30 días	155.489	320.235	475.724	144.750	791.946	936.696
Total	155.489	320.235	475.724	144.750	791.946	936.696

Período promedio de pago cuentas al día	30	30	30	30
---	----	----	----	----

Detalle de pagos a proveedores	Saldo al 31-12-2020			Saldo al 31-12-2019		
	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Total M\$
Cuentas por pagar bienes y servicios	-	320.235	320.235	-	791.946	791.946
Cuentas por pagar por compra de activos	155.489	-	155.489	144.750	-	144.750
Total	155.489	320.235	475.724	144.750	791.946	936.696

Saldo al 31 de Diciembre de 2019

Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad mayor a 251 días M\$	Total Corrientes M\$
22.552	19.138	14.228	5.161.919	7.399.414
22.552	19.138	14.228	5.161.919	7.399.414
42	52	28	1.262	25.818
7.175	13.323	9.065	127.816	415.218
7.175	13.323	9.065	127.816	415.218
78	41	43	322	2.363
29.727	32.461	23.293	5.289.735	7.814.632

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.

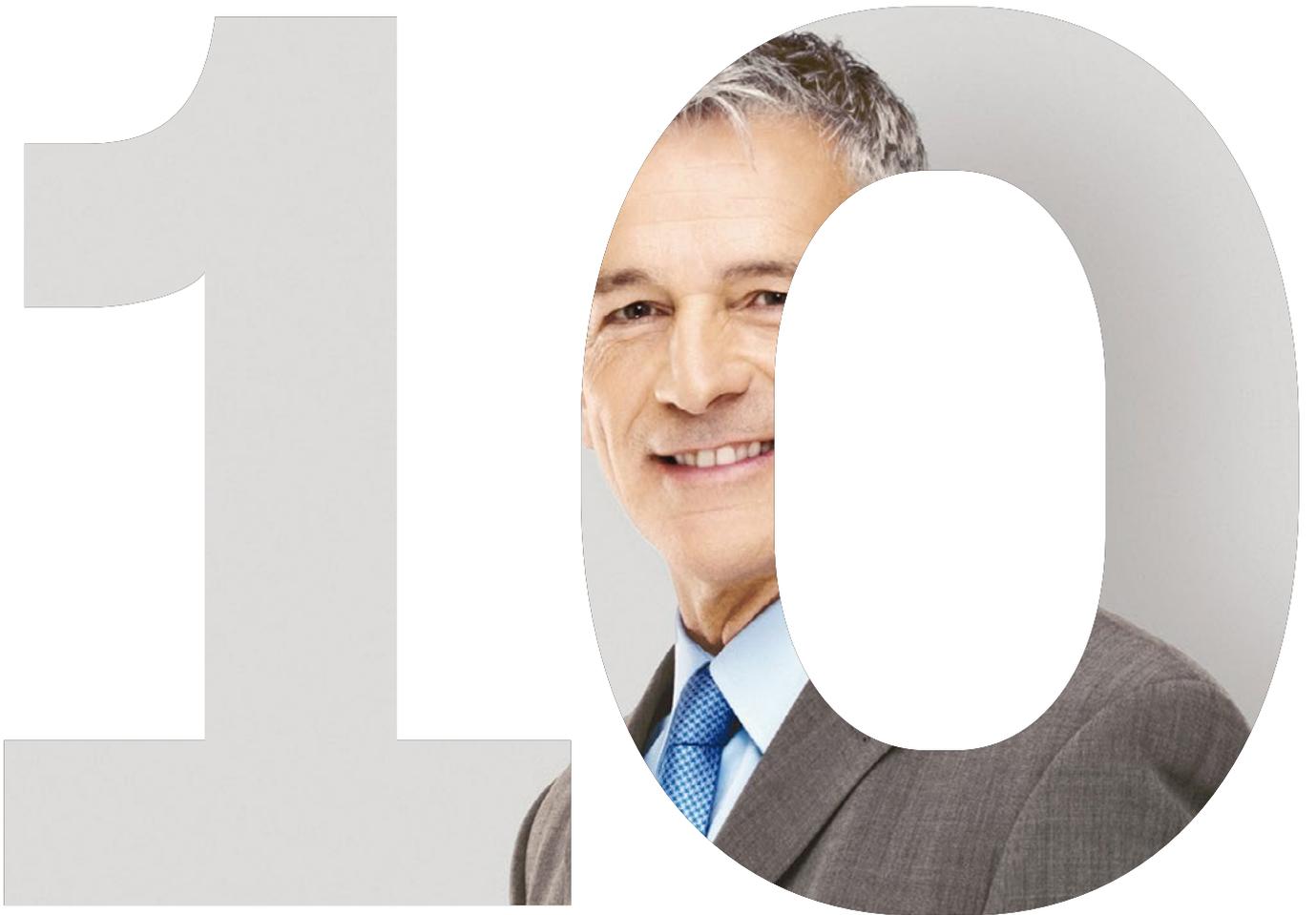
	31-12-2020 Energía y Potencia M\$	31-12-2019 Energía y Potencia M\$
BALANCE		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	635.250	634.302
Total activo estimado	635.250	634.302
	31-12-2020 Energía y Potencia M\$	31-12-2019 Energía y Potencia M\$
RESULTADO		
Ventas de Energía Terceros	474.422	634.302
Total ventas de energía	474.422	634.302

JOSÉ FERNANDO GONZÁLEZ CABRERA
Contador General

JUAN CRISTIAN APABLAZA JIMÉNEZ
Gerente General

10

Anexo



ANÁLISIS RAZONADO

Estados Financieros Enel Colina S.A.

Al 31 de diciembre de 2020

Resumen económico-financiero

Durante el ejercicio 2020, Enel Colina S.A. presenta ingresos por M\$12.214.739 lo que representa un aumento de M\$686.639 correspondiente a un 6,0% respecto al ejercicio 2019, obteniendo un margen de contribución de M\$2.960.799.

El resultado bruto de explotación fue de M\$1.775.426 lo que representa un aumento de M\$19.652 correspondiente a 1,1%, respecto al ejercicio 2019.

1. Principales Consideraciones Operacionales

El margen de contribución aumentó 15,5% respecto al ejercicio 2019, alcanzando M\$2.960.799, que se explica principalmente por un aumento en los ingresos por ventas de energía en el 2020.

2. Principales Consideraciones No Operacionales

El resultado financiero aumentó en M\$16.631 como consecuencia de mayores ingresos por intereses por mora a clientes M\$29.351 compensado con un aumento en los gastos financieros por M\$9.882 producto de la cuenta por pagar por caja centralizada con la sociedad controladora de la matriz Enel Chile, mayores costos financieros por unidades de reajuste por M\$2.761 y una pérdida procedente de inversiones por M\$77.

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, sin embargo; mantiene una cuenta por pagar por concepto de caja centralizada con la sociedad controladora de la matriz Enel Chile por M\$1.445.962.

1.- Análisis del Estado de Resultados

El resultado obtenido por la sociedad al 31 de diciembre de 2020 es una utilidad de M\$715.643, que significa una disminución de M\$501.208 respecto al ejercicio anterior, en que se obtuvo una utilidad de M\$1.216.850.

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

Estado de Resultados M\$	dic-20 M\$	dic-19 M\$	Variación Dic 20 - Dic 19 M\$	%Variación Dic 20 - Dic 19 M\$
INGRESOS	12.214.739	11.528.100	686.639	6,0%
Ventas	12.204.125	11.462.329	741.796	6,5%
Ventas de Energía	11.688.422	10.942.230	746.192	6,8%
Otras Ventas	515.703	520.099	(4.396)	(0,9%)
Otros Ingresos de Explotación	10.614	65.771	(55.157)	0,0%
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(9.253.940)	(8.448.963)	(804.977)	9,5%
Compras de Energía	(9.121.775)	(8.353.278)	(768.497)	9,2%
Gastos de Transporte	-	2	(2)	(100,0%)
Otros Aprovisionamientos Variables y Servicios	(132.165)	(95.687)	(36.478)	0,0%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	2.960.799	3.079.137	(118.338)	15,5%
Trabajos para el Inmovilizado	68.727	84.828	(16.101)	(19,0%)
Gastos por beneficios a los empleados	(309.531)	(449.656)	140.125	(31,2%)
Otros Gastos por naturaleza	(944.569)	(958.535)	13.966	(1,5%)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.775.426	1.755.774	19.652	1,1%
Gastos por depreciación y amortización	(251.943)	(224.467)	(27.476)	12,2%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones) por aplicación de NIIF 9	(960.333)	(206.325)	(754.008)	365,5%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	563.150	1.324.982	(761.832)	(57,5%)
RESULTADO FINANCIERO	278.356	261.726	16.630	6,4%
Ingresos Financieros	293.193	263.842	29.351	11,1%
Gastos Financieros	(16.598)	(6.715)	(9.883)	147,2%
Resultados por Unidades de Reajuste	1.763	4.524	(2.761)	(61,0%)
Pérdida Procedente de Inversiones	(2)	75	(77)	(102,7%)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	841.506	1.586.708	(745.202)	(47,0%)
Impuesto Sobre Sociedades	(125.864)	(369.858)	243.994	(66,0%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	715.642	1.216.850	(501.208)	(41,2%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	715.642	1.216.850	(501.208)	(41,2%)
RESULTADO DEL PERÍODO	715.642	1.216.850	(501.208)	(41,2%)
Sociedad Dominante	715.642	1.216.850	(501.208)	(41,2%)

El **resultado bruto de explotación** presenta una variación positiva de M\$19.652, dicha variación se explica por los siguientes conceptos:

Ingresos por ventas de energía alcanzaron los M\$11.688.422, presentando un aumento de M\$746.192 equivalente a un 6,8%, principalmente por una mayor venta física de energía (+9 GWh) junto con un aumento en el número de clientes (+870) registrando un total de 28.750 clientes a diciembre 2020, principalmente del sector residencial.

Compras de energía ascendieron a M\$9.121.775, presentando un aumento de M\$768.497 equivalente a un 9,2% explicado principalmente por una mayor compra física de energía.

Pérdida por deterioro alcanzó los M\$960.333, presentando un aumento de M\$754.008 equivalente a un 365,5% respecto al año anterior, explicado por una mayor pérdida por deterioro de cuentas por cobrar comerciales debido a un aumento de la deuda comercial como consecuencia de la pandemia COVID-19.

El **resultado financiero** de la compañía aumentó en M\$16.630, equivalente a un 6,4%, pasando de una utilidad de M\$261.726 en el año 2019, a una utilidad de M\$278.356 en el ejercicio 2020.

Lo anterior se explica por las siguientes variaciones:

Ingresos y gastos financieros alcanzó una variación neta positiva de M\$19.468 respecto al ejercicio del año anterior, esta variación se debe principalmente a mayores ingresos financieros por intereses por mora a clientes por M\$29.351 compensado con un aumento en los gastos financieros por M\$9.883 producto de la cuenta por pagar por caja centralizada con la sociedad controladora de la matriz Enel Chile y mayores costos por unidades de reajuste por M\$2.761 y una pérdida procedente de inversiones por M\$77.

Impuesto a la renta e Impuestos diferidos presenta una disminución de M\$243.994 respecto al ejercicio anterior, asociado a un menor resultado de explotación de la sociedad.

2. - Análisis del Balance General

Activos (miles de \$)	dic-20	dic-19	Variación Dic 20 - Dic 19	%Variación Dic 20 - Dic 19
Activos Corrientes	4.571.108	3.600.933	970.175	26,9%
Activos No corrientes	10.941.776	10.362.364	579.412	5,6%
Total Activos	15.512.884	13.963.297	1.549.587	11,1%

Los activos totales de la compañía presentan un aumento de M\$1.549.587 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\$1.549.587 respecto al ejercicio anterior, esto se debe principalmente por:

Pasivos (miles de \$)	dic-20	dic-19	Variación	%Variación
			Dic 20 - Dic 19	Dic 20 - Dic 19
Pasivos Corrientes	3.130.612	2.341.154	789.458	33,7%
Pasivos No Corrientes	169.614	124.412	45.202	36,3%
Patrimonio Neto	12.212.658	11.497.731	714.927	6,2%
Total Pasivos	15.512.884	13.963.297	1.549.587	11,1%

- Los pasivos corrientes aumentaron en M\$789.458 respecto a diciembre de 2019, equivalente a un 33,7%, que se explica principalmente por una mayor cuenta por pagar por concepto de caja centralizada con la sociedad controladora de la matriz Enel Chile.
- El patrimonio aumentó en M\$714.927 respecto a diciembre de 2019, que equivale a un 6,2% que se explica fundamentalmente por el resultado obtenido en el ejercicio.

Principales Indicadores

Indicador	Unidad	dic-20	dic-19	Variación	%Variación	
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,46	1,54	(0,08)	(5,2%)
	Razón Ácida ⁽¹⁾	Veces	1,46	1,54	(0,08)	(5,2%)
	Capital de Trabajo	M\$	1.440.496	1.259.779	180.717	14,3%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,27	0,21	0,06	28,6%
	Deuda Corto Plazo	%	0,95	0,95	-	0,0%
	Cobertura Gastos Financieros ⁽²⁾	Veces	2.070.380,00	2.024.215,00	46.165,00	2,3%
Rentabilidad	Rentabilidad del Patrimonio	%	5,86%	10,58%	(4,72%)	(44,6%)
	Rentabilidad del Activo	%	4,61%	8,71%	(4,10%)	(47,1%)

(1) Activo circulante neto de gastos anticipados

(2) Se utilizó RAIDAIE dividido por gastos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2020 alcanza a 1,46 veces, que muestra una disminución de 0,08% respecto al ejercicio anterior, esta variación se debe principalmente al aumento de las cuentas por pagar en el corriente.

La razón de endeudamiento se situó en 0,27 veces a diciembre 2020, lo que comparado con el ejercicio 2019 presenta una variación de 0,06%, 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 5,86%, que a diciembre del año anterior alcanzaba a 10,58%. Esta disminución de 4,72% se debe principalmente a un aumento del patrimonio con respecto al año anterior.

3. - Principales Flujos de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio un flujo neto positivo de M\$80, el que está compuesto de la siguiente manera:

Flujo de Efectivo (miles de \$)	dic-20	dic-19	Variación	%Variación
			Dic 20 - Dic 19	Dic 20 - Dic 19
de la Operación	8.719	467.503	(458.784)	(98,1%)
de Financiamiento	1.187.639	244.898	942.741	385,0%
de Inversión	(1.198.503)	(749.527)	(448.976)	59,9%
Flujo neto del ejercicio	80	2.225	(2.145)	(96,4%)

Las actividades de operación generaron un flujo neto positivo de M\$8.719, este flujo está compuesto principalmente por la disminución de los cobros procedentes de las ventas del ejercicio.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo neto positivo de M\$1.187.639 originado por pagos y cobros recibidos por concepto de caja centralizada con la controladora de la matriz Enel Chile S.A.

Las actividades de inversión generaron un flujo de M\$1.198.503 originado principalmente 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 sociedad está expuesta al riesgo de tasa de interés de flujo de efectivo por préstamos con empresas relacionadas. La sociedad analiza la exposición a la tasa de interés trimestralmente.

Un análisis de sensibilidad se realiza aplicando una técnica de simulación a los pasivos que representan las principales posiciones generadoras de intereses.

Al 31 de diciembre de 2020, si las tasas de interés de los préstamos con empresas relacionadas denominados en pesos chilenos hubieran sido 50 puntos básicos más altos/más bajos, manteniendo todas las demás variables constantes, la utilidad después de impuestos para el año 2020 habría sido de M\$720.920 / M\$710.364, principalmente como resultado de un gasto por intereses mayor/menor en préstamos con empresas relacionadas.

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 2020 no existe exposición a este riesgo ya que la sociedad no posee activos y pasivos en moneda extranjera.

Riesgo de liquidez

Al 31 de diciembre de 2020, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$80, en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2019, Enel Colina S.A. tenía una liquidez de M\$2.225, en efectivo y otros medios equivalentes.

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.

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.

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).

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 dependencia 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, aprobar planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades 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 especializados, 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 destaca: 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, 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 suelen imponer 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.

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.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con nueve fijaciones tarifarias realizadas desde la promulgación de la Ley General del Servicios Eléctricos en el año 1982.

- 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 Distribución 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.

- 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.

- 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 esta 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.

Plan Normativo CNE

- Plan Normativo CNE 2020

Mediante Resolución Exenta N°776, de fecha 16 diciembre de 2019, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2020. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del

Plan del Trabajo Normativo 2020 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2019, cuya elaboración continúa en desarrollo durante el año 2020.

Por medio de las Resoluciones Exentas N°231 y N°313, de fecha 30 de junio de 2020 y 19 de agosto de 2020, respectivamente, se modifica la Resolución Exenta N°776 respecto al plan normativo 2020.

- Plan Normativo CNE 2021

Mediante Resolución Exenta N°471, de fecha 15 diciembre de 2020, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 72-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, CNE publicó su Plan de Trabajo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2021. El documento define los lineamientos generales y las prioridades programáticas del Plan del Trabajo Normativo 2021 de la CNE y los procedimientos normativos pendientes del Plan 2020 cuyo proceso de elaboración iniciará o continuará durante el año 2021.

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 de Servicios Complementarios a los que se refiere el artículo N°72-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos, con vigencia diferida a partir del 1 de enero de 2020.

Reglamento de la Coordinación y Operación Sistema Eléctrico Nacional. Con fecha 20 de diciembre de 2019, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°125/2017 correspondiente al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

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 de Valorización de la Transmisión. Con fecha 13 de junio de 2020, el Ministerio de Energía publicó el Decreto N°10/2019 correspondiente al Reglamento de Calificación, Valorización, Tarificación y Remuneración de las Instalaciones de Transmisión.

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.

Reglamento Planificación de la Transmisión. Con fecha 30 de octubre de 2020, reingresó a la Contraloría General de la República el Decreto N°37/2019 que aprueba el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, el cual continúa en trámite.

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.

Proceso de suministro

Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02 y Licitación de Suministro 2017/01. Asimismo, la CNE informó el inicio de un cuarto proceso denominado Licitación Suministro 2019/01.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.2 TWh/año (100%) y precio medio de licitación de 79.3\$US/MWh.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.4 TWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado. El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.9 TWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

El proceso 2017/01 se inició en enero de 2017 con el Llamado a Licitación y culminó en noviembre de 2017 con la adjudicación de un total de 2.200 GWh/año (100%) a 5 empresas a un precio promedio ponderado de 32.5\$US/MWh.

Al igual que el proceso anterior, el principal adjudicatario correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 1.2 TWh/año, representando el 54% del total adjudicado.

Se contempla un futuro proceso de licitación 2021/01 con período de suministro el año 2026-2040, y un volumen de 2.310 GWh/anual. La presentación de ofertas es el 28 de mayo de 2021.

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 deprecian 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.

11

Declaración de responsabilidad



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), actual Comisión para el Mercado Financiero (CMF).



PRESIDENTE
Rodrigo Arévalo Cid
RUT: 7.081.728-4



DIRECTORA
Silvia Latini
RUT: 26.880.618-0



GERENTE GENERAL
Juan Apablaza Jiménez
RUT: 8.040.309-7

enel