



ESTADOS FINANCIEROS

**correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2021**

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A

Miles de Pesos Chilenos - M\$

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros adjuntos de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Rubén López Di Rubba

Mazars Auditores Consultores SpA

Santiago, 25 de febrero de 2022



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Situación Financiera, Clasificados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	52.079	15.815
Otros activos no financieros corrientes	11	1.451.926	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	7.223.764	10.622.733
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	7	60.454.735	46.867.411
Inventarios corrientes		157.255	142.286
Activos por impuestos corrientes	10	1.923.366	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		71.263.125	57.648.245
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6	-	236
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8	86.463	263.922
Propiedades, planta y equipo	9	160.749.720	165.693.209
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		160.836.183	165.957.367
TOTAL ACTIVOS		232.099.308	223.605.612



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Situación Financiera, Clasificados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2021	al 31.12.2020
PASIVOS CORRIENTES			
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	15	13.730.569	7.796.753
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	7	28.489.084	26.681.694
Pasivos por impuestos corrientes	10	-	6.105.371
Otros pasivos no financieros corrientes	11	3.445.989	2.998.276
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		45.665.642	43.582.094
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otras provisiones no corrientes	16	347.877	-
Pasivo por impuestos diferidos	12	40.613.284	42.466.077
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		40.961.161	42.466.077
TOTAL PASIVOS		86.626.803	86.048.171
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	17	175.774.920	175.774.920
Ganancias (pérdidas) acumuladas	17	(11.145.077)	(19.060.141)
Prima de emisión	17	18.499.309	18.499.309
Otras reservas	17	(37.656.647)	(37.656.647)
TOTAL PATRIMONIO		145.472.505	137.557.441
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		232.099.308	223.605.612



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre	
		2021	2020
Ingresos de actividades ordinarias	18	208.152.440	162.555.069
Otros ingresos, por naturaleza	18	429	-
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		208.152.869	162.555.069
Materias primas y consumibles utilizados	19	(50.164.404)	(29.660.883)
Margen de Contribución		157.988.465	132.894.186
Gastos por beneficios a los empleados	20	(531.308)	(179.534)
Gasto por depreciación y amortización	21	(7.476.015)	(7.456.097)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas sobre activos no financieros	21	(1.232)	3.309
Otros gastos por naturaleza	22	(7.603.221)	(6.596.916)
Resultado de Explotación		142.376.689	118.664.948
Otras ganancias (pérdidas)		-	-
Ingresos financieros	23	252.672	392.212
Costos financieros	23	(2.792)	(9.885)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	23	29.766	(85.195)
Resultado por unidades de reajuste	23	1.269.743	240.649
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		143.926.078	119.202.729
Gasto por impuestos a las ganancias	24	(38.959.905)	(32.100.661)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		104.966.173	87.102.068
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		104.966.173	87.102.068
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		104.966.173	87.102.068
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		104.966.173	87.102.068
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	171,34	142,18
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	171,34	142,18
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		612.625.641	612.625.641



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2021	2020
Ganancia (Pérdida)		104.966.173	87.102.068
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos		-	-
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		-	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	-
Total otro resultado integral		-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		104.966.173	87.102.068
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		104.966.173	87.102.068
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		104.966.173	87.102.068



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido y pagado	Prima de Emisión	Otras reservas varias	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Total Patrimonio
Saldo inicial al 01.01.2020	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	(19.515.795)	137.101.787
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)	-	-	-	87.102.068	87.102.068
Otro resultado integral	-	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	87.102.068	87.102.068
Dividendos	-	-	-	(86.646.414)	(86.646.414)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	455.654	455.654
Saldo final al 31.12.2020	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	(19.060.141)	137.557.441
Saldo inicial al 01.01.2021	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	(19.060.141)	137.557.441
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)	-	-	-	104.966.173	104.966.173
Otro resultado integral	-	-	-	-	-
Resultado integral	-	-	-	104.966.173	104.966.173
Dividendos	-	-	-	(97.051.109)	(97.051.109)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	7.915.064	7.915.064
Saldo final al 31.12.2021	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	(11.145.077)	145.472.505



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Flujos de Efectivo, Directo Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre	
		2021	2020
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		242.993.138	194.597.428
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(62.497.027)	(44.134.677)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(167.118)	(186.223)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(1.463.291)	(1.296.898)
Otros pagos por actividades de operación		(28.292.077)	(24.403.587)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(52.677.169)	(27.255.526)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		97.896.456	97.320.517
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7.1	(195.693.553)	(132.640.726)
Compras de propiedades, planta y equipo		(599.075)	(334.634)
Compras de activos intangibles			(344.839)
Cobros a entidades relacionadas	7.1	193.440.000	119.254.596
Intereses recibidos		181.163	142.418
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(2.671.465)	(13.923.185)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas		-	33.332.135
Pagos de préstamos a entidades relacionadas			(33.332.135)
Dividendos pagados		(95.188.727)	(83.378.029)
Intereses pagados			(4.294)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(95.188.727)	(83.382.323)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		36.264	15.009
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		-	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		36.264	15.009
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		15.815	806
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	52.079	15.815



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUÉNCHÉ S.A

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. INFORMACION GENERAL.....	9
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.....	10
2.1. Bases de preparación.....	10
2.2. Nuevos pronunciamientos contables.....	10
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	15
a) Propiedades, planta y equipo.....	15
b) Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	16
b.1) Otros activos intangibles.....	17
c) Deterioro del valor de los activos no financieros.....	17
d) Instrumentos financieros.....	18
d.1) Activos financieros no derivados.....	18
d.2) Efectivo y equivalentes al efectivo.....	19
d.3) Deterioro de valor de los activos financieros.....	19
d.4) Pasivos financieros excepto derivados.....	20
e) Inventarios.....	20
f) Provisiones.....	21
g) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	21
h) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	21
i) Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.....	21
j) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	22
k) Ganancia (pérdida) por acción.....	23
l) Dividendos.....	23
m) Estado de flujos de efectivo.....	24
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	25
a) Marco Regulatorio.....	25
b) Temas Regulatorios.....	28
c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro.....	30
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	31
6. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	31
7. CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS.....	32
7.1. Saldo y transacciones con entidades relacionadas.....	32
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	32
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	32
c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:.....	33
7.2. Directorio y personal clave de la gerencia.....	33
7.3. Retribución del personal clave de la gerencia.....	34
7.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia.....	34
7.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	34
8. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	35
9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	36
10. ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO CORRIENTE.....	38
a) Activos por impuesto corrientes.....	38
b) Pasivo por impuesto corrientes.....	38



11. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS.....	38
a) Otros activos no financieros	38
b) Otros pasivos no financieros	38
12. IMPUESTOS DIFERIDOS.....	39
13. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	40
13.1. Riesgo de tasa de interés	40
13.2. Riesgo de tipo de cambio	40
13.3. Riesgo de commodities	41
13.4. Riesgo de liquidez	41
13.5. Riesgo de crédito.....	41
14. INSTRUMENTOS FINANCIEROS	42
15. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	43
16. OTRAS PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES	43
17. PATRIMONIO.....	43
17.1. Patrimonio neto de la sociedad, capital suscrito y pagado y número de acciones.....	43
17.2. Prima de emisión	44
17.3. Dividendos	44
17.4. Otras reservas	44
17.5. Ganancias (pérdidas) acumuladas	45
18. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	45
19. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	45
20. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	46
21. GASTO POR DEPRECIACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO.....	46
22. OTROS GASTOS POR NATURALEZA	46
23. RESULTADO FINANCIERO	47
24. GASTO POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	47
25. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.	48
26. DOTACIÓN.....	48
27. MEDIO AMBIENTE	49
28. SANCIONES	49
29. HECHOS POSTERIORES	49
ANEXO N°1 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N°715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012	50
ANEXO N°2 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	52



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021.

(En miles de pesos chilenos – M\$)

1. INFORMACION GENERAL

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (en adelante Pehuenche, la Sociedad o la Administración) es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, en Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero (ex SVS), con el N°293.

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. es subsidiaria de Enel Generación Chile S.A., la cual es a su vez subsidiaria de Enel Chile S.A., entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad se constituyó por escritura pública otorgada con fecha 1° de abril de 1986 ante el Notario de Santiago don Víctor Manuel Correa Valenzuela. Un extracto de la escritura se inscribió en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Talca, el 21 de abril de 1986, a fojas 65 N°60 y se publicó en el Diario Oficial el día 22 de abril de 1986. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N°96.504.980-0.

Por acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 1993, cuya acta se redujo a escritura pública de fecha 18 de mayo de 1993 en la Notaría de don Raúl Undurraga Laso, y cuyo extracto se inscribió a fojas 11.033 N°9.097 en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago correspondiente al año 1993 y se publicó en el Diario Oficial de fecha 27 de mayo de 1993, se modificaron los estatutos de la compañía en el sentido de fijar el domicilio de la sociedad en la ciudad y comuna de Santiago, sin perjuicio de los demás domicilios especiales.

Pehuenche tiene como objeto social la generación, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas. Sin que ello signifique una limitación de la generalidad de lo anterior, el objeto de la sociedad incluirá con carácter de preferente hasta su conclusión, la construcción de las Centrales Hidroeléctricas Pehuenche, Curillinque y Loma Alta en la hoya del Río Maule, Séptima Región. Asimismo, la sociedad podrá otorgar garantías reales y personales a favor de terceros.

Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad mantiene contratos de venta de energía y potencia por 1.500 GWh y 500 GWh con Enel Generación Chile, la vigencia de estos contratos es hasta el 31 de diciembre de 2021 y 2024 respectivamente, estos representan un 83,02% de los ingresos ordinarios para este ejercicio (76,41% en 2020).

La dotación de Pehuenche es de 2 trabajadores al 31 de diciembre de 2021 La dotación promedio durante el ejercicio 2021 fue de 2 trabajadores.

Los Estados Financieros de Pehuenche correspondientes al ejercicio 2020 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 24 de febrero de 2021 y posteriormente, se presentaron a la consideración de la Junta Ordinaria de Accionistas que se celebró con fecha 26 de abril de 2021 órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.



2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS.

2.1. Bases de preparación

Los estados financieros de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de diciembre de 2021, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de febrero de 2022, han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros reflejan fielmente la situación financiera de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 31 de diciembre de 2021 y 2020 y los resultados de operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros incluyen toda la información y revelaciones requeridas en un estado financiero anual.

Estos estados financieros se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con las 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 esta la moneda funcional y de presentación de la Sociedad.

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por la Sociedad a partir del 1 de enero de 2021:

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19</i>	1 de junio de 2020
Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16: <i>Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)</i>	1 de enero de 2021

Enmiendas a NIIF 16 “Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19”

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

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

- 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.



Estas enmiendas entraron en vigencia para períodos anuales iniciados a partir del 1 de junio de 2020, con aplicación retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual en el que se aplicó por primera vez la modificación.

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

Enmiendas a NIIF 9, NIC 39, NIIF 7, NIIF 4 y NIIF 16 “Reforma de las tasas de interés de referencia (Fase 2)”

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

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

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

Antecedentes

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

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

Enmienda Fase 1

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

Enmienda Fase 2

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

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

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



b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar de 1 de enero de 2022 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:

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19 después del 30 de junio de 2021</i>	1 de abril de 2021
Enmiendas a NIIF 3: <i>Referencias al Marco Conceptual</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: <i>Productos Obtenidos antes del Uso Previsto</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: <i>Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato</i>	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: <i>Ciclo 2018-2020</i> - NIIF 1: <i>Adopción por primera vez de las NIIF</i> - NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i> - Ejemplos que acompañan a NIIF 16 - NIC 41: <i>Agricultura</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 1: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 1 y Documento de Práctica N°2: <i>Información a Revelar sobre Políticas Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 8: <i>Definición de Estimaciones Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmienda a NIC 12: <i>Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única</i>	1 de enero de 2023

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

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

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

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.



Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”

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

Las modificaciones son aplicables de forma prospectiva a las combinaciones de negocios cuya fecha de adquisición sea a partir del primer período anual que se inicie a contar del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

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

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

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

La Administración ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

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

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

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. Se permite su aplicación anticipada. Las compañías deben aplicar estas modificaciones a los contratos para los cuales aún no ha cumplido todas sus obligaciones al inicio del 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 ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020

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

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



Estas mejoras son aplicables a períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2022. 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 ha realizado la evaluación de impactos de esta enmienda y ha concluido que su aplicación no genera impactos significativos en los estados financieros de la Sociedad.

Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de pasivos como corrientes y no corrientes”

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

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

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

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

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

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

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

Estas enmiendas son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite su aplicación anticipada.

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



Enmiendas a NIC 8 “Definición de Estimaciones Contables”

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

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

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

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

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

El 7 de mayo de 2021, el IASB emitió modificaciones específicas la NIC 12 Impuesto a las Ganancias, con el objetivo de aclarar cómo las empresas deben contabilizar los impuestos diferidos sobre transacciones tales como arrendamientos y obligaciones de desmantelamiento.

En determinadas circunstancias, las empresas están exentas de reconocer impuestos diferidos cuando reconocen activos o pasivos por primera vez. Anteriormente, existía cierta incertidumbre sobre si la exención se aplicaba a transacciones como arrendamientos y obligaciones de desmantelamiento, transacciones para las cuales las empresas reconocen tanto un activo como un pasivo. Las modificaciones aclaran que la exención no se aplica y que las empresas están obligadas a reconocer impuestos diferidos sobre dichas transacciones.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, y se permite la aplicación anticipada.

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los Estados Financieros adjuntos han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

Las Propiedades, Planta y Equipo se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado.

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 ejercicio en que se incurrir.



La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro, considera que el valor contable de los activos no supera el valor recuperable de los mismos.

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

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, planta y equipo junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas:

Clases de Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 60
Planta y equipos	10 – 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	2 – 35
Vehículos de motor	5 – 10

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

Clases de Planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 65
Equipo electromecánico	10 – 45
Instalaciones de transporte:	
Red de alta tensión	10 – 60
Red de baja y media tensión	10 – 60
Equipos de medida y telecontrol	3 – 50
Otras instalaciones	4 – 25

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

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 ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

b) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los activos intangibles con vida útil indefinida ascienden a M\$ 86.463, relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

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) Otros activos intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos, servidumbres de paso y derechos de agua. Su reconocimiento contable se realiza 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 programas informáticos se amortizan, en promedio, en 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan.

c) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

El monto recuperable es el mayor 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, plantas y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, a nivel de cada UGE el valor en uso es el enfoque utilizado por Pehuenche en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, Pehuenche 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 Pehuenche sobre los ingresos y costos de las Unidad Generadora de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

En general, estas proyecciones cubren, los próximos tres años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio. 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.

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.
- **Precios de compra y venta de energía:** se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del "pool" previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- **Medidas regulatorias:** una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.



- **Capacidad instalada:** en la estimación de la capacidad instalada se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. Se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación.
- **Hidrología y ERNC:** las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- **Costos fijos:** se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que la Administración va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el ejercicio 2021, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar el test de deterioro al 31 de diciembre de 2020 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el ejercicio 2021 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho periodo.

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en ejercicios 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 el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en ejercicios anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en periodos posteriores.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, no existen indicios de deterioro del valor de los activos no financieros.

d) Instrumentos financieros

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

d.1) Activos financieros no derivados.

Pehuenche clasifica sus inversiones financieras no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación y los activos no corrientes mantenidos para la venta, 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 únicamente a flujos de efectivo compuestos por 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 Pehuenche son: cuentas por cobrar, préstamos y equivalentes de efectivo. 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 la ganancia o pérdida del ejercicio, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

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

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

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

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

d.2) Efectivo y equivalentes al efectivo.

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

d.3) Deterioro de valor de los activos financieros.

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, la Administración 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 existentes, 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, determinada considerando probabilidad de incumplimiento (PD, Probability of Default), pérdida dado el incumplimiento (LGD, Loss Given Default) y exposición al incumplimiento (EAD, Exposure at Default), 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, se aplican 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 dentro del enfoque general, se realiza sobre una base individual.

- **Enfoque simplificado:** para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, Pehuenche 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 Pehuenche.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales, la Sociedad realiza principalmente una evaluación individual para la determinación de las pérdidas crediticia esperadas. Dado el contexto regulatorio y el tipo de negocio en que participa la compañía, la Administración ha considerado que las cuentas por cobrar son individualmente significativas, y por lo tanto aplica un enfoque analítico a cada una de ellas. Para esta evaluación individual, la PD se obtiene principalmente de un proveedor externo.

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

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

d.4) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente inicialmente a valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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

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

e) 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 descuentos comerciales y otras rebajas.



f) Provisiones

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

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

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

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

g) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

h) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

i) Impuesto a las ganancias e impuestos 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 ejercicio 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 en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria 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.

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

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

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

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

j) 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 Administración 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: i) Identificación del contrato con el cliente; ii) Identificación de las obligaciones de desempeño; iii) Determinación del precio de la transacción; iv) Asignación del precio de la transacción; y v) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por la Administración:

- 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, Pehuénche 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 de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres o comercialización de energía en el mercado spot, respectivamente.

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

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.



Pehuenche 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 Administración 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 Administración 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 Administración evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Sociedad no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación.

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

k) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del ejercicio atribuible a la Sociedad y el número de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho ejercicio, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de está, si en alguna ocasión fuere el caso.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número de acciones ordinarias de la Sociedad en circulación durante el período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad en poder de la Sociedad.

l) Dividendos

El artículo N°79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Pehuenche, es prácticamente imposible, al cierre de cada ejercicio se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del año, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" o en el rubro "Cuentas por pagar a entidades relacionadas", según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor "Patrimonio" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta Ordinaria de Accionistas.



m) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el ejercicio, determinados 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 seis 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, 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.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco Regulatorio

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

La principal autoridad en materia energética es el Ministerio de Energía, que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Nació el 1 de febrero de 2010 como organismo autónomo, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Límites a la Integración y Concentración

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

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

Además, a contar del 1 de enero del año 2021, mediante resolución exenta N°173 de la Comisión Nacional de Energía, determinó el alcance de la obligación de giro exclusivo y contabilidad regulatoria separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N° 21.194.

a.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía y potencia a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot. Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

Clientes Libres: que son aquellos usuarios que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW (principalmente industriales y mineros), o bien, clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW que opten por ser cliente libre, con un período de permanencia mínima de cuatro años. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con suministradores.

Empresas Distribuidoras: que entregan suministro a sus clientes regulados. Las empresas distribuidoras compran energía a las empresas generadoras mediante un proceso de licitaciones públicas reguladas por la CNE.

Otras Empresas Generadoras: la relación entre empresas generadoras puede darse a través de contratos bilaterales o bien debido a transferencias en Mercado Spot o de corto plazo. Estas últimas, corresponden a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras que resultan de la coordinación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para lograr la operación económica del sistema; los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del sistema, valorando la energía a costo marginal y la potencia al precio de nudo correspondiente fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el Coordinador Eléctrico Nacional en forma anual, en función de la normativa vigente, del cual se obtiene la potencia de suficiencia para cada central, valor que depende principalmente de la disponibilidad tanto de las instalaciones propiamente tal, como del recurso de generación según la tecnología.

La Ley N°20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). La versión actual de dicha ley establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

a.2 Segmento de Transmisión

La transmisión se divide en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal, Transmisión Dedicada y Sistemas de Interconexiones Internacionales. Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de Transmisión Nacional, Zonal, Polos de Desarrollo y las instalaciones de transmisión dedicadas utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años.

La planificación de los sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y Polos de Desarrollo corresponde a un proceso regulado y centralizado, para lo cual tanto el Coordinador Eléctrico Nacional como los interesados proponen anualmente obras de expansión. Por su parte, es la Comisión Nacional de Energía la encargada de elaborar anualmente un plan de expansión mediante Informes Técnicos, los cuales pueden ser observados y discrepados ante el Panel de Expertos.

a.3 Segmento de Distribución

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2021

(i) 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.

(ii) 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.

(iii) Proyecto de Ley Portabilidad Eléctrica

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

(iv) Ley N°21.305- Sobre eficiencia energética

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

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

(v) Proyecto de Ley Sistemas de Almacenamientos y Electromovilidad

El día 23 de noviembre de 2021 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica a través de la remuneración de potencia de suficiencia a aquellos sistemas de almacenamiento de energía *Stand Alone*, y la electromovilidad a través de una rebaja transitoria en el permiso de circulación para los vehículos eléctricos, permitir nuevos modelos de negocio para electromovilidad y poder utilizar las baterías de los vehículos eléctricos a través de la prestación de servicios a la red. Adicionalmente se incorpora el concepto de proyecto de infraestructura de generación y consumo que habilita a los proyectos renovables más almacenamiento para retirar energía del sistema eléctrico y también inyectar los excedentes de energía.

(vi) Proyecto de Ley Energías Renovables No Convencionales

El día 23 de noviembre de 2021 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que impulsa la participación de las energías renovables en la matriz energética nacional a través la promoción de la generación distribuida de pequeña escala, especialmente en proyectos de *net billing*, la creación de un sistema de trazabilidad del carácter renovable de la energía y el aumento de la cuota ERNC en el Sistema Eléctrico Nacional, estableciendo una meta de producción de un 40% al 2030.

(vii) Proyecto de Ley Hidrógeno Verde

El día 23 de noviembre de 2021 ingresó en la Cámara de Diputados el proyecto de Ley que impulsa la producción y uso del hidrógeno verde en el país, estableciendo mezclas de hidrógeno en las redes de gas natural y la habilitación de la Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) para participar de su desarrollo. Se propone exigir a las concesionarias de distribución de gas de red, la participación hidrógeno verde en las redes de gas, lo que permite generar demanda local de hidrógeno verde y, al mismo tiempo, usar la infraestructura de gas existente y experiencia de la industria. Adicionalmente, el proyecto permitiría la utilización de otros gases como el biometano o el metano sintético, para cumplir con esa participación dentro de la mezcla con gas natural.

Reglamentos y Normas Técnicas Publicadas 2019 - 2021

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

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

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

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

Modificación Reglamento de Potencia de Suficiencia: Con fecha 26 de diciembre de 2020 el Ministerio de Energía publica el Decreto N°42 que modifica el Reglamento de Potencia vigente en el Decreto Supremo 62/2006. Este reglamento incorpora el Estado de Reserva Estratégica el cual reconoce una proporción de potencia de suficiencia a centrales que se retiren del sistema en el marco del plan de descarbonización durante 5 años desde el anuncio. Adicionalmente, se establece una metodología de cálculo para reconocer potencia de suficiencia a centrales hidráulicas con capacidad de almacenamiento.

Borrador Nuevo Reglamento de Potencia de Suficiencia: En septiembre 2021 el Ministerio de Energía emitió un borrador de un nuevo reglamento de potencia, donde las mayores modificaciones son la inclusión de un factor de eficiencia que afecta a las unidades de generación de costo variable elevado; reconocimiento de potencia de suficiencia a los sistemas de almacenamiento de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento y; modificación en la metodología de reconocimiento de potencia de suficiencia al eliminar la discrecionalidad tecnológica.



Borrador Reglamento Peajes de Distribución: El 05 de noviembre de 2021 el Ministerio de Energía emitió el borrador del reglamento de peajes de distribución establece el procedimiento para la fijación y aplicación de los peajes de distribución, el cual permite el acceso a las instalaciones de distribución a empresas generadoras que den suministro a Clientes Libres ubicados dentro de la zona de concesión.

Modificación a la Norma Técnica de GNL: Con fecha 13 de octubre de 2021 la Comisión Nacional de Energía, a través de la Resolución Exenta N°411, aprueba la modificación a la Norma Técnica para la programación de la operación de unidades que utilicen gas natural regasificado. Esta norma técnica le da la responsabilidad al Coordinador Eléctrico Nacional de realizar un Estudio de Proyección de Generación de Unidades GNL ("Estudio GNL"), el cual tendrá el objetivo de determinar los volúmenes máximos de GNL susceptibles de ser declarados en condición inflexible por cada Empresa GNL para el año calendario siguiente, acción que desincentiva a la compra adicional de GNL Regas por parte de las empresas que operan este tipo de unidades generadoras.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

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

El 31 de diciembre de 2021, la Comisión Nacional de Energía publicó las bases preliminares de Licitación Suministro 2022/01, la cual contempla una licitación de 5.250 GWh/año.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Saldos en bancos	52.079	15.815
Total	52.079	15.815

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

Moneda	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Pesos Chilenos	52.079	15.815
Total	52.079	15.815

6. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	8.335.936	-	11.733.673	236
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	8.235.213	-	11.675.845	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	100.723	-	57.828	236

	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	7.223.764	-	10.622.733	236
Cuentas comerciales por cobrar, neto	7.123.041	-	10.564.905	-
Otras cuentas por cobrar, neto	100.723	-	57.828	236

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

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 7.1.

b) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Con antigüedad menor de tres meses	72.640	61.399
Con antigüedad entre tres y seis meses	875	8.924
Con antigüedad entre seis y doce meses	360	22.452
Con antigüedad mayor a doce meses	163.994	488.383
Total	237.869	581.158

c) Provisión de deterioro de deudores:

	Corriente y no corriente
Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	
Saldo al 1 de enero de 2020	1.114.249
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(3.309)
Montos castigados	-
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	-
Saldo al 31 de diciembre de 2020	1.110.940
Aumentos (disminuciones) del período	1.232
Montos castigados	-
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	-
Saldo al 31 de diciembre de 2021	1.112.172



7. CUENTAS POR COBRAR Y PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS

7.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Las transacciones entre las sociedades relacionadas, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones:

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre las sociedades relacionadas son los siguientes:

- Operaciones del giro y servicios varios, los cuales tienen vencimientos a 30 días y no tienen reajustabilidad.
- Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otras, a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., a través de un Contrato de Caja Centralizada que opera a contar del segundo semestre de 2018, mediante el cual financia los déficits de caja de sus subsidiarias o consolida los excedentes 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 el Directorio de la Sociedad.

Al 31 de diciembre de 2021, Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. presenta fondos transferidos, producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. durante este ejercicio, mediante el Contrato de Caja Centralizada, por M\$142.707.940 (M\$132.640.726 al 31 diciembre de 2020), y presenta cobros de fondos transferidos a Enel Chile S.A. por M\$142.061.186 (M\$44.228.467 en 2020). Esta transacción devengó intereses a una tasa TAB 1M + 0,01% anual (TAB 1M + 0,30% anual al 31 diciembre de 2020).

- No existen deudas que se encuentren garantizadas.

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Energía	Menos de 90 días	27.101.990	15.789.941	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Caja Centralizada	Menos de 90 días	33.333.878	31.008.815	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Peajes	Menos de 90 días	15.600	16.878	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.a.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	-	22.944	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	-	28.831	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra	US\$	Energía	Menos de 90 días	-	2	-	-
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	3.267	-	-	-
	Total						60.454.735	46.867.411	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Servicios	Menos de 90 días	72.460	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Energía	Menos de 90 días	1.195.892	1.302.583	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Servicios	Menos de 90 días	2.295.000	2.152.716	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Dividendos	Menos de 90 días	24.905.621	23.180.163	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Energía	Menos de 90 días	-	8	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Servicios	Menos de 90 días	25	11.540	-	-
76.722.488-5	Emp. de Transmisión Chena S.A.	Chile	Otra	CLP	Peajes	Menos de 90 días	-	4.783	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	-	13.272	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	7.948	3.078	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.a.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	-	8.707	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	2.150	4.844	-	-
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	9.988	-	-	-
	Total						28.489.084	26.681.694	-	-

c) **Transacciones significativas y sus efectos en resultados:**

Los efectos en los Estados de Resultados Integrales de transacciones con entidades relacionadas es la siguiente:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Ingresos/(Gastos)	
					al 31.12.2021	al 31.12.2020
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Otros Prestaciones de Servicios	(421.605)	(405.143)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Ingresos Financieros	252.672	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	42.304	52.315
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	-	(38.143)
76.722.488-5	Emp. de Transmisión Chena S.A.	Chile	Otra	Peajes de electricidad	(4.803)	(3.114)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Venta de energía	172.804.935	124.205.415
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Compra de energía	(1.195.973)	(14.472)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios	(3.453.784)	(3.083.975)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Ingresos Financieros	-	339.402
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	-	28.782
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	-	(110.000)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	-	205
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(38.706)	(46.448)
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Otra	Venta de energía	1.262.292	154
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Otra	Compra de energía	(220.577)	(128.725)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.A.	Chile	Otra	Venta de energía	-	88.269
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar S.p.A.	Chile	Otra	Compra de energía	-	(26.507)
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	-	7.785
76.179.024-2	Parque Eólico Taltal S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	-	(64.968)
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	5.953	66.495
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(67.217)	(7.825)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	-	13.286
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	-	(5.816)
77.282.311-8	Enel Transmision Chile S.A	Chile	Otra	Compra de energía	(45.245)	-
77.282.311-8	Enel Transmision Chile S.A	Chile	Otra	Venta de energía	8.357	-
Total					168.928.603	120.866.972

La Sociedad mantiene contratos de venta de energía y potencia por 1.500 GWh y 500 GWh con Enel Generación Chile, la vigencia de estos es hasta el 31 de diciembre de 2021 y 2024 respectivamente, estos contratos representan un 83,02% de los ingresos ordinarios del ejercicio 2021 (76,41% en 2020).

7.2. Directorio y personal clave de la gerencia

Pehuenche es administrada por un Directorio compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un ejercicio de tres años en sus funciones, con la opción de ser reelegidos.

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. celebrada el 26 de abril de 2021, se eligió al nuevo Directorio de la sociedad por un periodo de tres años a contar de la fecha de celebración de esta. El Directorio quedó conformado por las siguientes personas: Señor Raúl Arteaga Errázuriz, señor Simone Conticelli, señor Luis Ignacio Quiñones Sotomayor, señor Fernando Vallejos Reyes y señor Luis Vergara Adamides.
- En sesión ordinaria de directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., celebrada el 26 de abril de 2020 con posterioridad a la Junta de Accionistas indicada precedentemente, fue elegido como Presidente del Directorio y de la sociedad al señor Raúl Arteaga Errázuriz, y como Secretario del Directorio a doña Natalia Fernández Sepúlveda.
- En sesión ordinaria de directorio de fecha 25 de junio de 2021, el Directorio tomó conocimiento que el pasado 24 de junio presentaron la renuncia al Directorio don Fernando Vallejos Reyes y Don Raúl Arteaga Errázuriz. Por tal razón, en sesión de hoy el Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A designó en su reemplazo al Sr. Claudio Arias Reyes y Osvaldo Farias Luke, quienes a partir de esta fecha asumieron como Directores de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

En consecuencia, el Directorio de la Compañía quedó conformados de la siguiente manera:

- Simone Conticelli (Presidente)
- Luis Ignacio Quiñones Sotomayor
- Osvaldo Farias Luke
- Luis Vergara Adamides
- Claudio Arias Reyes

Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- **Cuentas por cobrar y pagar**

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

- **Otras transacciones**

No existen transacciones entre la sociedad y sus Directores.

Retribución del Directorio

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, y de conformidad a lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de la empresa, celebrada el 8 de abril de 2002, se modificó el artículo 18 de los estatutos sociales de la compañía, en el sentido de determinar que los directores de la misma no serán remunerados en el ejercicio de sus funciones.

Comité de Directores

En el marco de la dictación de la Ley N°20.382, sobre Gobiernos Corporativos, publicada el 20 de octubre de 2009, y en atención a que menos del 12,5% de las acciones emitidas con derecho a voto de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. se encuentran en poder de accionistas minoritarios, el Directorio de la compañía acordó que, a partir del 1 de enero de 2010, no se mantendrá el Comité de Directores.

Gastos en asesoría del Directorio

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

7.3. Retribución del personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
7.700.353-3	Carlos Peña Garay	Gerente General
10.177.051-6	Claudio Toledo Freitas	Gerente de Finanzas y Administración
6.741.480-2	Vicente Villaseca Villalobos	Subgerente Comercial

El Gerente General de la Sociedad no percibe remuneración por parte de Pehuenche, por ser empleado del controlador.

El gasto por remuneración y provisiones devengada por el personal clave de la Gerencia asciende a M\$531.308 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021 (M\$179.534 en 2020). Estos montos incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual y otros).

7.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Pehuenche tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no hay pagos de indemnización por años de servicio.

Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

7.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribución vinculados a la cotización de la acción de Pehuenche para el Directorio y personal clave de la Gerencia.

8. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

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

Activos intangibles	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles Identificables, Neto	86.463	263.922
Servidumbre	86.463	86.463
Otros Activos Intangibles Identificables	-	177.459
Activos intangibles	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Activos Intangibles Identificables, Bruto	101.710	279.169
Servidumbre	101.710	101.710
Otros Activos Intangibles Identificables	-	177.459
Activos intangibles	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(15.247)	(15.247)
Servidumbre	(15.247)	(15.247)
Otros Activos Intangibles Identificables	-	-

La composición y movimientos del activo intangible al 31 de diciembre de 2021 y 2020 ha sido la siguiente:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	86.463	177.459	263.922
Movimientos en activos intangibles identificables			
Adiciones / (Traspasos)	-	(177.459)	(177.459)
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	(177.459)	(177.459)
Saldo final al 31.12.2021	86.463	-	86.463
Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	86.463	324.812	411.275
Movimientos en activos intangibles identificables			
Adiciones / (Traspasos)	-	(147.353)	(147.353)
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	(147.353)	(147.353)
Saldo final al 31.12.2020	86.463	177.459	263.922

No existen montos comprometidos por adquisición de activos intangibles.

9. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	160.749.720	165.693.209
Construcción en Curso	2.362.994	334.892
Terrenos	869.705	869.705
Edificios	3.961.046	3.855.050
Plantas y Equipos de Generación	152.692.032	159.615.695
Instalaciones Fijas y Accesorios	863.943	1.017.867
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	471.018.521	468.485.995
Construcción en Curso	2.362.994	334.892
Terrenos	869.705	869.705
Edificios	11.663.889	11.281.268
Plantas y Equipos de Generación	447.848.472	447.726.669
Instalaciones Fijas y Accesorios	8.273.461	8.273.461
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(310.268.801)	(302.792.786)
Edificios	(7.702.843)	(7.426.218)
Plantas y Equipos de Generación	(295.156.440)	(288.110.974)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(7.409.518)	(7.255.594)

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

Movimientos año 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2021	334.892	869.705	3.855.050	159.615.695	1.017.867	165.693.209
Adiciones	2.530.568	-	168.159	11.260	-	2.709.987
Trasposos	(502.466)	-	214.462	110.543	-	(177.461)
Depreciación	-	-	(276.625)	(7.045.466)	(153.924)	(7.476.015)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en resultados	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	2.028.102	-	105.996	(6.923.663)	(153.924)	(4.943.489)
Saldo al 31 de diciembre de 2021	2.362.994	869.705	3.961.046	152.692.032	863.943	160.749.720

Movimientos año 2020	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2020	481.226	841.789	3.766.016	166.150.366	1.171.792	172.411.189
Adiciones	626.235	-	-	111.882	-	738.117
Trasposos	(772.569)	27.916	357.539	387.114	-	-
Depreciación	-	-	(268.505)	(7.033.667)	(153.925)	(7.456.097)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en resultados	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	(146.334)	27.916	89.034	(6.534.671)	(153.925)	(6.717.980)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	334.892	869.705	3.855.050	159.615.695	1.017.867	165.693.209



Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

- Las inversiones materiales en generación corresponden básicamente a obras en las centrales de Pehuenche y que por su condición son activadas.
- La sociedad tiene contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la sociedad cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de hasta MM€500 cuando las demandas son producto de la rotura de alguna de las presas de propiedad de la Sociedad y de Responsabilidad Civil Ambiental que cubre demandas y daños al medio ambiente por MM€20. Las primas asociadas a estas pólizas se registran en el rubro gastos pagados por adelantado.

10. ACTIVO Y PASIVO POR IMPUESTO CORRIENTE

a) Activos por impuesto corrientes.

La composición de activos por impuesto corriente al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

Activos por impuestos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Pagos provisionales mensuales	1.923.366	-
Total	1.923.366	-

b) Pasivo por impuesto corrientes.

La composición de pasivos por impuesto corriente al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Impuesto a la renta	-	33.942.840
Pagos provisionales mensuales	-	(27.837.469)
Total	-	6.105.371

11. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) Otros activos no financieros

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

	Corrientes	
Otros activos no financieros	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Gastos pagados por anticipado	1.410.976	-
Otros	40.950	-
Total	1.451.926	-

b) Otros pasivos no financieros

	Corrientes	
Otros pasivos no financieros	al 31.12.2021	al 31.12.2020
IVA débito fiscal y otros impuestos	3.445.989	2.998.276
Total	3.445.989	2.998.276

12. IMPUESTOS DIFERIDOS

El origen de los impuestos diferidos y los movimientos de sus rubros registrados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	al 01.01.2021	Movimiento		al 31.12.2021	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas		Activos por impuestos diferidos	Pasivos por impuestos diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:					
Depreciaciones	(42.784.882)	1.763.513	(41.021.369)	-	(41.021.369)
Amortizaciones	-	-	-	-	-
Provisiones	318.805	89.280	408.085	408.085	-
Otros	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	(42.466.077)	1.852.793	(40.613.284)	408.085	(41.021.369)
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)	-	-	-	(408.085)	408.085
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación	-	-	(40.613.284)	-	(40.613.284)

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	al 01.01.2020	Movimiento		al 31.12.2020	
		Reconocidos en ganancias o pérdidas		Activos por impuestos diferidos	Pasivos por impuestos diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos relativos a:					
Depreciaciones	(44.747.755)	1.962.873	(42.784.882)	-	(42.784.882)
Amortizaciones	-	-	-	-	-
Provisiones	417.493	(98.688)	318.805	318.805	-
Otros	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación	(44.330.262)	1.864.185	(42.466.077)	318.805	(42.784.882)
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)	-	-	-	(318.805)	318.805
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación	-	-	(42.466.077)	-	(42.466.077)

La Sociedad se encuentra potencialmente sujeta a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias del país. Dichas auditorías están limitadas a un número de periodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los AT 2019 al 2021.

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación pueden dar lugar a pasivos tributarios cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, Pehuenche estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros.



13. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Pehuenche está expuesto a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Sociedad en el establecimiento de su política de gestión de riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo interno.
- El negocio define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Las áreas establecen para el mercado en el que opera su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones del negocio se realizan dentro de los límites aprobados por las entidades internas que correspondan.
- Las áreas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en el mercado se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Pehuenche.

13.1. 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.

13.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda denominada en moneda extranjera contratada por la Sociedad, en los casos en que el margen de contribución de la compañía no esté altamente indexado a esa moneda extranjera.
- Ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de la Sociedad es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a dólares 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.



13.3. Riesgo de commodities

Pehuenche se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en el mercado local.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, la compañía ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco.

13.4. Riesgo de liquidez

Pehuenche mantiene una liquidez consistente, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales.

Al 31 de diciembre de 2021, Pehuenche tenía una liquidez de M\$52.079 en efectivo y equivalentes al efectivo. Al 31 de diciembre de 2020, la Sociedad tenía una liquidez de M\$15.815 en efectivo y equivalentes al efectivo.

13.5. Riesgo de crédito

Pehuenche realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito:

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.

Activos de carácter financiero:

Las inversiones de excedentes de caja, y eventuales contrataciones de derivados, se efectúan en entidades financieras con una calificación mínima de riesgo equivalente a grado de inversión.

14. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

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

	al 31.12.2021			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	67.678.499	-	-
Total Corriente	-	67.678.499	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-
Total	-	67.678.499	-	-

	al 31.12.2020			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	57.490.144	-	-
Total Corriente	-	57.490.144	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	236	-	-
Total No Corriente	-	236	-	-
Total	-	57.490.380	-	-

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

	al 31.12.2021			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	42.219.653	-	-
Total Corriente	-	42.219.653	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-
Total	-	42.219.653	-	-

	al 31.12.2020			
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	34.478.447	-	-
Total Corriente	-	34.478.447	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-
Total	-	34.478.447	-	-

15. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	3.236.450	1.270.418	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	4.383.272	763.219	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	-	-	-	-
Sub total	7.619.722	2.033.637	-	-
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	2.077.785	1.948.609	-	-
Impuestos o tributos distintos a la renta	4.033.062	3.814.507	-	-
Sub total	6.110.847	5.763.116	-	-
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	13.730.569	7.796.753	-	-

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2021 y 2020 se expone en anexo N°2.

16. OTRAS PROVISIONES CORRIENTES Y NO CORRIENTES

Provisiones corrientes

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no existen otras provisiones.

Provisiones no corrientes

Al 31 de diciembre de 2021, se han realizado provisiones por plan de retiro voluntario por la suma de M\$347.877 (M\$0 al 31 de diciembre de 2020).

Litigios y Arbitrajes

Con fecha 25 de agosto de 2021 tres inversionistas; "Inversiones Inmobiliarias y Asesorías Anaelen Ltda.", "Inversiones León Obrecht Ltda." e "Inversiones Antares Ltda.", interpusieron, ante el 7° Juzgado de Garantía de Santiago, una querrela criminal por el delito de administración desleal, dirigida contra los directores de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. La querrela fue admitida a tramitación por el 7° Juzgado de Garantía de Santiago con fecha 25 de agosto de 2021. Luego el Juzgado de Garantía remitió los antecedentes al Ministerio Público, Fiscalía Regional Metropolitana Centro-Norte.

El caso se encuentra en etapa de investigación desformalizada. La investigación sigue abierta y en el curso de enero de 2021 solicitaremos otras diligencias de investigación.

La Administración de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., considera que no ha sido necesario el registro de provisiones en el Balance de Situación, porque se cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones, por lo que no esperamos que de los mismos se desprendan pasivos adicionales. Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

17. PATRIMONIO

17.1. Patrimonio neto de la sociedad, capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 el capital social de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. asciende a M\$175.774.920 y está representado por 612.625.641 acciones sin valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago y Bolsa Electrónica.

17.2. Prima de emisión

La prima de emisión asciende a M\$18.499.309 y corresponde al sobreprecio en la colocación de acciones originados entre los años 1986 y 1992.

17.3. Dividendos

La Política de Dividendos informada a la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía, celebrada el 26 de abril de 2021, es la siguiente:

Distribuir como dividendo un monto equivalente al 100% de las utilidades líquidas y realizadas del ejercicio, después de absorber las pérdidas acumuladas y pagar los impuestos respectivos. Además, repartir dos dividendos provisorios con cargo a las utilidades del ejercicio, cuyos montos se calculan como se señala a continuación:

- 1er dividendo provisorio: Hasta el 60% de las utilidades líquidas y realizadas del período enero-agosto de 2021, según lo muestren los Estados Financieros al 31 de agosto de 2021, pagadero en octubre de 2021.
- 2do dividendo provisorio: Hasta el 70% de las utilidades líquidas y realizadas del período enero-noviembre de 2021, según lo muestren los Estados Financieros al 30 de noviembre de 2021, menos el monto del primer dividendo provisorio, pagadero en enero de 2022.

El dividendo definitivo, que considera el saldo de las utilidades del ejercicio, el que sería pagado con posterioridad a la Junta Ordinaria de Accionistas que se celebrará en marzo o abril de 2022.

A continuación, se presentan los dividendos pagados en los últimos años por la Sociedad.

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Acuerdo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
93	Provisorio	25-09-2019	29-10-2019	51,21000	2019
94	Provisorio	20-12-2019	22-01-2020	35,58000	2019
95	Definitivo	27-04-2020	15-05-2020	51,77452	2019
96	Provisorio	25-09-2020	28-10-2020	48,82000	2020
97	Provisorio	17-12-2020	27-01-2021	40,84000	2020
98	Definitivo	26-04-2021	14-05-2021	52,51829	2020
99	Provisorio	28-09-2021	22-10-2021	62,02000	2021
100	Provisorio	16-12-2021	21-01-2022	43,88000	2021

17.4. Otras reservas

Al 31 de diciembre 2021 y 2020, el saldo de las reservas es la suma de M\$(37.656.647) y corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N°456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (actual CMF), se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulado desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar, que la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

17.5. Ganancias (pérdidas) acumuladas

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los saldos son los siguientes:

Detalle de Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	Saldo al M\$
Resultados acumulados al 1 de enero de 2020	(19.515.795)
Dividendo definitivo año 2019	(31.718.398)
Dividendos provisorios 2020	(54.928.016)
Resultado ejercicio 2020	87.102.068
Saldo al 31 de diciembre de 2020	(19.060.141)
Dividendo Definitivo 2020	(32.174.054)
Dividendo Provisorio 2021	(37.995.043)
Dividendo Provisorio 2021	(26.882.012)
Resultado ejercicio 2021	104.966.173
Saldo al 31 de diciembre de 2021	(11.145.077)

18. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Ventas de energía (1)	207.596.605	162.555.069
Generación	207.596.605	162.555.069
Clientes no Regulados	192.829.535	142.052.577
Ventas de Mercado Spot	14.767.070	20.502.492
Otras prestaciones de servicios	555.835	-
Peajes y transmisión	162	-
Otras prestaciones	555.673	-
Total Ingresos de actividades ordinarias	208.152.440	162.555.069
Otros Ingresos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Otros Ingresos	429	-
Total Otros ingresos	429	-

(1) Pehuenche tiene solo un (1) cliente con el que registra ventas que representan un 10% o más de sus ingresos ordinarios, en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020. El cliente corresponde a Enel Generación Chile S.A.

19. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle del rubro materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Compras de energía	(45.420.440)	(25.717.035)
Costo por transmisión de energía	(4.598.649)	(3.824.904)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(145.315)	(118.944)
Total materias primas y consumibles utilizados	(50.164.404)	(29.660.883)

20. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Sueldos y salarios	(175.753)	(172.812)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(7.678)	(6.722)
Otros gastos de personal (*)	(347.877)	-
Total	(531.308)	(179.534)
Trabajos para el inmovilizado	-	-
Total Gastos por beneficios a los empleados	(531.308)	(179.534)

(*) Ver Nota 16

21. GASTO POR DEPRECIACIÓN Y PÉRDIDAS POR DETERIORO

El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Depreciaciones	(7.476.015)	(7.456.097)
Total	(7.476.015)	(7.456.097)
Reverso (pérdidas) por deterioro	(1.232)	3.309
Total	(1.232)	3.309

22. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Servicios profesionales, externalizados y otros	(4.748.293)	(4.547.084)
Tributos y tasas	(464.351)	(453.933)
Primas de seguros	(1.534.083)	(1.376.918)
Otros suministros y servicios	(856.494)	(218.981)
Total Otros gastos por naturaleza	(7.603.221)	(6.596.916)

23. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Ingresos financieros empresas relacionadas	252.672	392.212
Total Ingresos Financieros	252.672	392.212
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Otros costos financieros	(2.792)	(9.885)
Costos Financieros	(2.792)	(9.885)
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Resultado por unidades de reajuste	1.269.743	240.649
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Positivas	95.994	-
Negativas	(66.228)	(85.195)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	29.766	(85.195)
Total Resultado Financiero	1.549.389	537.781

24. GASTO POR 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 correspondiente al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Gasto (ingreso) por impuestos corriente	al 31.12.2021	al 31.12.2020		
Gasto por impuesto corriente	41.017.610	33.942.840		
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	(204.912)	22.006		
Total Gasto por impuesto corriente	40.812.698	33.964.846		
(Ingreso) por impuestos diferidos	(1.852.793)	(1.864.185)		
Total (ingreso) por impuestos Diferidos	(1.852.793)	(1.864.185)		
Gasto por impuestos a las ganancias	38.959.905	32.100.661		
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables				
	Tasa (%)	al 31.12.2021	Tasa (%)	al 31.12.2020
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		143.926.078		119.202.729
Gasto por impuestos a la tasa impositiva aplicable	27,00%	38.860.041	27,00%	32.184.737
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	0,07%	99.864	(0,07%)	(84.076)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	0,07%	99.864	(0,07%)	(84.076)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	27,07%	38.959.905	26,93%	32.100.661



25. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS.

a) Garantías directas

No hay garantías directas.

b) Garantías Indirectas

No hay garantías Indirectas.

c) Otras Informaciones

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.

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 los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota, modalidad introducida desde hace algunos años en el la empresa 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.

En relación al grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera la Sociedad y sus efectos en los resultados de la Compañía al 31 de diciembre de 2021, no son significativos.

26. DOTACIÓN

La distribución del personal de Pehuenche, al 31 de diciembre de 2021 y 2020 es la siguiente:

al 31.12.2021				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	2	-	-	2
Total	2	-	-	2

al 31.12.2020				
País	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	2	-	-	2
Total	2	-	-	2



27. MEDIO AMBIENTE

Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2021, la Sociedad ha efectuado desembolsos por concepto medio ambientales por un monto M\$50.947 (M\$25.885 en 2020).

28. SANCIONES

- **Directores o administradores.**

No hay sanciones pendientes de resolución al 31 de diciembre de 2021.

- **Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.**

No hay sanciones pendientes de resolución al 31 de diciembre de 2021.

29. HECHOS POSTERIORES

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

ANEXO N°1 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N°715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Pehuénche.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

al 31.12.2021												
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	6.885.172	72.208	222	210	603	166	107	221	119	1.276.185	8.235.213	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.112.172)	(1.112.172)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	100.723	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.723	-
Total	6.985.895	72.208	222	210	603	166	107	221	119	164.013	7.223.764	-

al 31.12.2020												
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	9.983.747	42.151	15.409	3.839	2.233	796	5.895	2.425	3.415	1.615.935	11.675.845	-
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.110.940)	(1.110.940)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.828	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.828	236
Total	10.041.575	42.151	15.409	3.839	2.233	796	5.895	2.425	3.415	504.995	10.622.733	236



- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	al 31.12.2021				al 31.12.2020							
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	107	6.885.172	-	-	107	6.885.172	118	9.983.747	-	-	118	9.983.747
Entre 1 y 30 días	17	72.208	-	-	17	72.208	11	42.151	-	-	11	42.151
Entre 31 y 60 días	10	222	-	-	10	222	18	15.409	-	-	18	15.409
Entre 61 y 90 días	23	210	-	-	23	210	13	3.839	-	-	13	3.839
Entre 91 y 120 días	19	603	-	-	19	603	7	2.233	-	-	7	2.233
Entre 121 y 150 días	18	166	-	-	18	166	5	796	-	-	5	796
Entre 151 y 180 días	8	107	-	-	8	107	14	5.895	-	-	14	5.895
Entre 181 y 210 días	6	221	-	-	6	221	2	2.425	-	-	2	2.425
Entre 211 y 250 días	6	119	-	-	6	119	7	3.415	-	-	7	3.415
Superior a 251 días	311	1.276.185	-	-	311	1.276.185	172	1.615.935	-	-	172	1.615.935
Total	525	8.235.213	-	-	525	8.235.213	367	11.675.845	-	-	367	11.675.845

b) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Provisión cartera no repactada	(1.232)	3.309
Provisión cartera repactada	-	-
Recuperos del período	-	-
Total	(1.232)	3.309

c) Número y monto de operaciones.

	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1	1	1	1
Monto de las operaciones	(5.673)	(1.232)	1.721	3.309



ANEXO N°2 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Pehuénche.

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	4.383.272	3.236.450	-	7.619.722	763.219	1.270.418	-	2.033.637
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	4.383.272	3.236.450	-	7.619.722	763.219	1.270.418	-	2.033.637