



ESTADOS FINANCIEROS

correspondientes al período terminado

al 30 de septiembre de 2024

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A

Miles de pesos chilenos – M\$



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Situación Financiera, Clasificados al 30 de septiembre de 2024 (No Auditados) y 31 de diciembre 2023

Miles de pesos chilenos - M\$

ACTIVOS	Nota	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	22.668	144.944
Otros activos no financieros corrientes	11	441.694	1.543.490
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	6	21.840.990	21.452.463
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	7	98.665.762	67.625.033
Inventarios corrientes		319.869	411.411
Activos por impuestos corrientes	10	1.858.562	-
Activos corrientes totales		123.149.545	91.177.341
Activos no corrientes			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8	154.385	154.385
Propiedades, planta y equipo	9	159.627.335	155.196.277
Activos no corrientes totales		159.781.720	155.350.662
TOTAL ACTIVOS		282.931.265	246.528.003



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Situación Financiera, Clasificados al 30 de septiembre de 2024 (No Auditados) y 31 de diciembre 2023

Miles de pesos chilenos - M\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Pasivos corrientes			
Otros pasivos no financieros corrientes	11	3.222.583	3.740.880
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	15	21.296.894	10.282.709
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	7	66.926.693	31.978.077
Pasivos por impuestos corrientes	10	-	4.381.686
Pasivos corrientes totales		91.446.170	50.383.352
Pasivos no corrientes			
Pasivo por impuestos diferidos	12	34.798.257	36.279.770
Pasivos no corrientes totales		34.798.257	36.279.770
TOTAL PASIVOS		126.244.427	86.663.122
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	17	175.774.920	175.774.920
Ganancias (pérdidas) acumuladas	17	69.256	3.247.299
Prima de emisión	17	18.499.309	18.499.309
Otras reservas	17	(37.656.647)	(37.656.647)
TOTAL PATRIMONIO		156.686.838	159.864.881
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		282.931.265	246.528.003



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (No auditados)

Miles de pesos chilenos – M\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2024	2023	2024	2023
Ingresos de actividades ordinarias	18	186.418.167	159.135.565	66.108.450	55.191.758
Total de Ingresos de Actividades y Otros Ingresos por Naturaleza		186.418.167	159.135.565	66.108.450	55.191.758
Materias primas y consumibles utilizados	19	(13.540.339)	(6.783.730)	(2.285.697)	(1.900.778)
Margen de Contribución		172.877.828	152.351.835	63.822.753	53.290.980
Gastos por beneficios a los empleados	20	(109.520)	(72.540)	(38.338)	(21.791)
Gasto por depreciación y amortización	21	(5.092.230)	(5.092.009)	(1.697.411)	(1.697.336)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas sobre activos no financieros	21	(124.683)	35.934	(13.464)	(43.797)
Otros gastos por naturaleza	22	(6.708.594)	(6.233.179)	(2.092.410)	(1.718.084)
Resultado de Explotación		160.842.801	140.990.041	59.981.130	49.809.972
Ingresos financieros	23	2.344.650	4.973.717	769.582	1.505.046
Costos financieros	23	(92.331)	(118.060)	(68.474)	33
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	23	(148.718)	297.859	(313.124)	6.062
Resultado por unidades de reajuste	23	499.012	210.838	182.907	138.685
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		163.445.414	146.354.395	60.552.021	51.459.798
Gasto por impuestos a las ganancias	24	(43.772.940)	(38.812.468)	(16.181.030)	(13.641.782)
Ganancia (pérdida) procedentes de operaciones continuadas		119.672.474	107.541.927	44.370.991	37.818.016
GANANCIA (PÉRDIDA)		119.672.474	107.541.927	44.370.991	37.818.016
Ganacia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		119.672.474	107.541.927	44.370.991	37.818.016
GANANCIA (PÉRDIDA)		119.672.474	107.541.927	44.370.991	37.818.016
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	195,34	175,54	72,43	61,73
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	195,34	175,54	72,43	61,73
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		612.625.641	612.625.641	612.625.641	612.625.641

EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Resultados Integrales, por Naturaleza Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (No auditados)

Miles de pesos chilenos – M\$		enero - septiembre		julio - septiembre	
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2024	2023	2024	2023
Ganancia (Pérdida)		119.672.474	107.541.927	44.370.991	37.818.016
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 reclasificarán al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	-	-	-
Total otro resultado integral		-	-	-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		119.672.474	107.541.927	44.370.991	37.818.016
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		119.672.474	107.541.926	44.370.991	37.818.016
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		-	-	-	-
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		119.672.474	107.541.926	44.370.991	37.818.016



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (No auditados)

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 01.01.2023	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	18.020.272	174.637.854
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)	-	-	-	107.541.926	107.541.926
Otro resultado integral	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	(131.288.938)	(131.288.938)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	(23.747.012)	(23.747.012)
Saldo final al 30.09.2023	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	(5.726.740)	150.890.842
Saldo inicial al 01.01.2024	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	3.247.299	159.864.881
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)	-	-	-	119.672.474	119.672.474
Otro resultado integral	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	(122.850.517)	(122.850.518)
Total de cambios en patrimonio	-	-	-	(3.178.043)	(3.178.044)
Saldo final al 30.09.2024	175.774.920	18.499.309	(37.656.647)	69.256	156.686.837



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

Estados de Flujos de Efectivo, Directo Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 (No auditados)

Miles de pesos chilenos - M\$		enero - septiembre	
Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	2024	2023
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		206.667.003	201.257.638
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(24.920.309)	(19.673.391)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(72.084)	(60.927)
Otros pagos por actividades de operación		(32.007.036)	(33.720.555)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(51.031.045)	(53.778.610)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(24.022)	-
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		98.612.507	94.024.155
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Préstamos a entidades relacionadas	7.1	(189.442.705)	(192.040.796)
Compras de propiedades, planta y equipo		(2.072.872)	(695.644)
Compras de activos intangibles		(80.827)	-
Cobros a entidades relacionadas	7.1	176.282.367	222.364.152
Intereses recibidos		2.349.125	5.139.454
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(12.964.912)	34.767.166
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Dividendos pagados		(85.621.156)	(129.101.866)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(85.621.156)	(129.101.866)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		26.439	(310.545)
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		(148.715)	297.858
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(122.276)	(12.687)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		144.944	102.644
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	22.668	89.957



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Información general.....	10
2. Base de presentación de los estados financieros intermedios.....	11
2.1. Bases de preparación.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2. Nuevos pronunciamientos contables.....	11
2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	15
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	17
a) Propiedades, planta y equipo.....	17
b) Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	18
b.1) Otros activos intangibles.....	18
c) Deterioro del valor de los activos no financieros.....	18
d) Instrumentos financieros.....	20
d.1) Activos financieros no derivados.....	20
d.2) Efectivo y equivalentes al efectivo.....	21
d.3) Deterioro de valor de los activos financieros.....	21
d.4) Pasivos financieros excepto derivados.....	22
e) Inventarios.....	23
f) Provisiones.....	23
g) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	23
h) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	23
i) Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.....	24
j) Reconocimiento de ingresos y gastos.....	24
k) Ganancia (pérdida) por acción.....	26
l) Dividendos.....	26
m) Estado de flujos de efectivo.....	26
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	¡Error! Marcador no definido.
a) Marco Regulatorio.....	¡Error! Marcador no definido.
b) Temas Regulatorios.....	¡Error! Marcador no definido.
c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro.....	¡Error! Marcador no definido.
5. Efectivo y equivalentes al efectivo.....	37
6. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar.....	37
7. Cuentas por cobrar y pagar a entidades relacionadas.....	38
7.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	38
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	39
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	39
c) significativas y sus efectos en resultados:.....	40
7.2. Directorio y personal clave de la gerencia.....	41
7.3. Retribución del personal clave de la gerencia.....	42
7.4. Planes de incentivo al personal clave de la gerencia.....	42
7.5. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	42
8. Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	43
9. Propiedades, planta y equipo.....	44
10. Activo y Pasivo por impuesto corrientes.....	¡Error! Marcador no definido.
a) Pasivo por impuesto corrientes.....	¡Error! Marcador no definido.
11. Otros activos y pasivos no financieros.....	¡Error! Marcador no definido.
a) Otros activos no financieros.....	¡Error! Marcador no definido.
b) Otros pasivos no financieros.....	¡Error! Marcador no definido.
12. Impuestos diferidos.....	48
13. Política de gestión de riesgos.....	49



13.1. Riesgo de tasa de interés.....	49
13.2. Riesgo de tipo de cambio.....	49
13.3. Riesgo de commodities.....	50
13.4. Riesgo de liquidez.....	50
13.5. Riesgo de crédito.....	50
14. Instrumentos financieros.....	51
15. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.....	52
16. Otras provisiones corrientes y no corrientes.....	53
17. Patrimonio.....	53
17.1. Patrimonio neto de la sociedad, capital suscrito y pagado y número de acciones.....	53
17.2. Prima de emisión.....	53
17.3. Dividendos.....	53
17.4. Otras reservas.....	54
17.5. Ganancias (pérdidas) acumuladas.....	54
18. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.....	55
19. Materias primas y consumibles utilizados.....	55
20. Gastos por beneficios a los empleados.....	55
21. Gasto por depreciación y pérdidas por deterioro.....	55
22. Otros gastos por naturaleza.....	56
23. Resultado financiero.....	56
24. Gasto por impuesto a las ganancias.....	57
25. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros.....	57
26. Dotación.....	58
27. Medio ambiente.....	58
28. Sanciones.....	58
29. Hechos posteriores.....	58
Anexo N *1 Información adicional oficio circular N°715 de 3 de febrero de 2012.....	59
Anexo N°2 Detalle vencimiento proveedores.....	61



EMPRESA ELÉCTRICA PEHUENCHE S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2024.
(En miles de pesos chilenos – M\$)

1. Información 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, Curillín 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 30 de septiembre de 2024 la Sociedad mantiene contrato de venta de energía y potencia por 500 GWh con Enel Generación Chile, la vigencia de este contrato es hasta el 31 de diciembre de 2024, este representa un 52,65% de los ingresos ordinarios para este periodo (53,18% en 2023).

La dotación de Pehuenche es de 2 trabajadores al 30 de septiembre de 2024. La dotación promedio durante el periodo 2024 fue de 1 trabajador.

2. Base de presentación de los estados financieros intermedios

2.1. Bases de preparación

Los estados financieros intermedios de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 30 de septiembre de 2024 aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de octubre de 2024, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Los presentes estados financieros intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los períodos de seis y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, y sus correspondientes notas. Estos estados financieros intermedios 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 Normas de Contabilidad 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 2024

Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: Pasivo por Arrendamiento en una Venta con Arrendamiento Posterior	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 1: Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes y Deuda de largo plazo con Covenants	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7: Acuerdos de Financiación de Proveedores	1 de enero de 2024

Enmiendas a NIIF 16 “Pasivo por Arrendamiento en una Venta con Arrendamiento Posterior (leaseback)”

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

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

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

Enmiendas a NIC 1 “Clasificación de Pasivos como Corrientes y No Corrientes” y “Deuda de deuda a largo plazo con convenants”

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

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

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

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2024.

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

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

El 25 de mayo de 2023, el IASB emitió enmiendas a los requisitos de divulgación de la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo y NIIF 7 Instrumentos Financieros – Información a Revelar para mejorar la transparencia de los acuerdos de financiación con proveedores (a menudo denominados acuerdos de *reverse factoring*) y sus efectos sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de las empresas.

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

Estas modificaciones son aplicables para los períodos anuales que comiencen a contar del 1 de enero de 2024.

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar de 1 de enero de 2025 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:

Normas, Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIC 21: Ausencia de Convertibilidad	1 de enero de 2025
Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7: Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros	1 de enero de 2026
Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11):	
- NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF	
- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar	1 de enero de 2026
- NIIF 9 Instrumentos Financieros	
- NIIF 10 Estados Financieros Consolidados	
- NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo	
NIIF 18: Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros	1 de enero de 2027
NIIF 19: Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones	1 de enero de 2027

Enmiendas a NIC 21 “Ausencia de Convertibilidad”

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

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

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

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

Enmiendas a NIIF 9 y NIIF 7 “Clasificación y Medición de Instrumentos Financieros”

El 30 de mayo de 2024, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a los requisitos de clasificación y medición de instrumentos financieros de la NIIF 9 Instrumentos Financieros y NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Estas modificaciones responden a los comentarios de la “Revisión posterior a la implementación” de las Normas de Contabilidad de 2022 y aclaran los requisitos en áreas donde las partes interesadas han planteado inquietudes o donde han surgido nuevos problemas desde que se emitió la NIIF 9.

Estas enmiendas abordan los siguientes temas:

- liquidación de pasivos financieros mediante un sistema de pago electrónico; y
- clasificación de los activos financieros, incluidos aquellos con características ASG (Ambiental, Social y Gobernanza).

El IASB también modificó los requisitos de divulgación relacionados con inversiones en instrumentos de patrimonio designados a valor razonable con cambios en otro resultado integral y agregó requisitos de divulgación para instrumentos financieros con características contingentes que no se relacionan directamente con los riesgos y costos básicos de los préstamos.

Estas enmiendas son aplicables de forma retroactiva para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. 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.

Mejoras anuales a las Normas de Contabilidad NIIF (Volumen 11)

El 18 de julio de 2024, el IASB emitió modificaciones limitadas a las Normas de Contabilidad NIIF y a la guía que las acompaña como parte de su mantenimiento regular de los Estándares. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una Norma de Contabilidad, corrigen consecuencias no deseadas relativamente menores o conflictos entre los requisitos de las Normas de Contabilidad.

Estas enmiendas incluyen aclaraciones, simplificaciones, correcciones y cambios destinados a mejorar la coherencia de las siguientes Normas:

- NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF
- NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar
- NIIF 9 Instrumentos Financieros
- NIIF 10 Estados Financieros Consolidados
- NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo

Estas enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a contar de 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la aplicación de estas mejoras en los estados financieros consolidados intermedios del Grupo.

NIIF 18 “Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros”

El 9 de abril de 2024, el IASB emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros, con el objetivo de mejorar la transparencia y comparabilidad de la información sobre el desempeño financiero de las empresas, permitiendo así mejores decisiones de inversión. La nueva norma reemplaza a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros.

La NIIF 18 introduce tres conjuntos de nuevos requerimientos para mejorar la presentación de información de las entidades sobre su desempeño financiero y brindar a los inversores una mejor base para analizar y comparar empresas:

- Mejora de la comparabilidad del estado de resultados. La Norma introduce tres categorías definidas de ingresos y gastos (operación, inversión y financiación) para mejorar la estructura del estado de resultados y exige la presentación de nuevos subtotales definidos, incluida la utilidad operativa. La estructura mejorada y los nuevos subtotales brindarán a los inversores un punto de partida consistente para analizar el desempeño de las empresas y facilitarán la comparación entre ellas.

- Mayor transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración. La Norma requiere que las empresas revelen explicaciones de aquellas medidas específicas que están relacionadas con el estado de resultados, denominadas "medidas de desempeño definidas por la administración". Los nuevos requisitos mejorarán la transparencia de las medidas de desempeño definidas por la administración y las harán sujetas a auditoría.
- Agrupación más útil de la información en los estados financieros. La Norma establece directrices mejoradas sobre cómo organizar la información y si proporcionarla en los estados financieros principales o en las notas.

El nuevo estándar es aplicable para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración se encuentra evaluando el impacto potencial de la adopción de la NIIF 18 en los estados financieros de la Sociedad.

NIIF 19 "Subsidiarias sin Responsabilidad Pública – Revelaciones"

El 9 de mayo de 2024, el IASB emitió la NIIF 19 Subsidiarias sin responsabilidad pública: Revelaciones, cuyo objetivo es permitir a las subsidiarias elegibles optar por utilizar las Normas de Contabilidad NIIF con revelaciones reducidas. La nueva Norma busca reducir los costos de preparación de los estados financieros de las entidades subsidiarias, manteniendo la utilidad de la información para sus usuarios.

Las subsidiarias son elegibles para aplicar la NIIF 19 si no tienen responsabilidad pública y su matriz aplica las Normas de Contabilidad NIIF en sus estados financieros consolidados. Una subsidiaria no tiene responsabilidad pública si no tiene acciones o deuda cotizadas en una bolsa de valores y no posee activos en calidad de fiduciaria para un amplio grupo de personas externas. Las entidades que eligen aplicar la NIIF 19 todavía deben aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación de otras Normas de Contabilidad NIIF.

Una entidad puede optar por aplicar la NIIF 19 para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027. Se permite su aplicación anticipada.

La Administración ha determinado que la NIIF 19 no es aplicable a los estados financieros de la Sociedad, debido a que Empresa Eléctrica Pehuenche no cumple con los criterios de elegibilidad.

2.3. Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas

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

En la preparación de los estados financieros intermedios se han utilizado determinadas estimaciones realizadas por la Sociedad, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

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

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

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro.
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable.

- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15.

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- La valoración de activos para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los Estados Financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y monto de los pasivos, de monto incierto o contingentes.
- Los resultados fiscales de la Sociedad, que se declararán ante la respectiva autoridad tributaria en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros.

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

2.3.1. Cambios en las estimaciones contables

Al cierre del ejercicio 2022, la Sociedad finalizó un nuevo estudio de las vidas útiles asignadas a los principales componentes de las Propiedades, Plantas y Equipos. Dicho estudio otorgó evidencia suficiente para concluir que era necesario ajustar la vida útil remanente de ciertos activos, reflejando de mejor forma el período de tiempo durante el cual se espera que estos activos estarán disponibles para su uso.

Considerando lo anterior, Pehuenche modificó a partir del 1 de enero de 2023 prospectivamente la vida útil remanente de ciertos elementos de sus Propiedades, Plantas y Equipos. Para el ejercicio 2023, este cambio de estimación contable originó un menor gasto en resultados por concepto de depreciación por M\$789.174.

3. POLÍTICAS CONTABLES APLICADAS

Las políticas contables materiales o con importancia relativa aplicadas en la elaboración de los estados financieros intermedios 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 periodo en que se incurren.

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, plantas y equipos	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 Plantas y equipos	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
Subestaciones primarias	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 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, los activos intangibles con vida útil indefinida ascienden a M\$ 86.463, relacionados fundamentalmente con servidumbres.

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

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

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

b.1) 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 periodo, 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 periodo.

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 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 y 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 período 2024, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar el test de deterioro al 31 de diciembre de 2023 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el período 2024 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho período.

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

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

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre 2023, 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 periodo, 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 periodo.

(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 periodo 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 incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.

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

d.4) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros 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 periodo, 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 periodo 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 clasifican 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 periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso de existir obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero sobre las cuales la Sociedad tiene el derecho sustancial de diferir la liquidación durante al menos 12 meses al final del período sobre el que se informa, se clasifican como pasivos no corrientes.

i) Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida 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, Pehuenche 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 intangible si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para su activación se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente. Al 30 de septiembre de 2024 y 2023, 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 periodo atribuible a la Sociedad y el número de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo, 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 periodo, 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, contenida en el DFL N°1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N°4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica"), sus modificaciones posteriores y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N°327 de 1998.

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

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

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

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

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

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en tres sistemas eléctricos principales: Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes.

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

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

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

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

Límites a la Integración y Concentración

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

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

Además, a contar del 1 de enero del año 2021, mediante resolución exenta N°176 de la Comisión Nacional de Energía, 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. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad (mínimo 7% y máximo 10%, ambos después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

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.

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 – 2024

(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 creó un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados serían a 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 serían aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, no podrán ser superiores 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 generan una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUSD 1.350. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Cabe señalar que el límite del fondo fue alcanzado en enero de 2022.

(ii) Ley N°21.472 – Crea un Fondo de Estabilización de Tarifas y establece un nuevo Mecanismo de Estabilización Transitorio de Precios de la Electricidad para clientes sometidos a regulación de precios.

Con fecha 2 de agosto de 2022, el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.472 que crea un fondo de estabilización de tarifas y establece un nuevo mecanismo de estabilización transitorio de precios de la electricidad para clientes sometidos a regulación de precios. Por medio de esta Ley se establece un Mecanismo Transitorio de Protección al cliente (MPC) que estabilizará los precios de la energía, para el Sistema Eléctrico Nacional y los sistemas medianos complementario a aquel establecido en la ley N°21.185, para los clientes sujetos a regulación de precios suministrados por empresas concesionarias de servicio público de distribución regulados por la Ley General de Servicios Eléctricos.

El MPC tendrá por objeto pagar las diferencias que se produzcan entre la facturación de las empresas de distribución a los clientes finales por la componente de energía y potencia, y el monto que corresponda pagar por el suministro eléctrico a las empresas de generación. Los recursos contabilizados en la operación del MPC no podrán superar los 1.800 millones de dólares de los Estados Unidos de América, y su vigencia se extenderá hasta que se extingan los saldos originados por aplicación de esta ley. A partir del año 2023, la Comisión Nacional de Energía deberá proyectar semestralmente el pago total del Saldo Final Restante para una fecha que no podrá ser posterior al día 31 de diciembre de 2032. Las resoluciones Exenta N°86, 14 de marzo de 2023 y la N°334, 09 de agosto de 2023, establecieron, entre otras materias, ciertas disposiciones, procedimientos, plazos y condiciones para la adecuada implementación de la Ley MPC.

Con motivo de la aplicación del mecanismo de estabilización de precios establecido bajo la Ley MPC y las Resoluciones Exentas, la Tesorería General de la República, por delegación efectuada por el Ministerio de Hacienda y en representación del FET, emitirá títulos de crédito transferibles a la orden (los “Documentos de Pago”), que permitirán a su portador cobrar la restitución de ciertos montos adeudados originados por la aplicación la Ley MPC y del mencionado mecanismo de estabilización de precios de la energía y los intereses reconocidos en los referidos Documentos de Pago, en las fechas que en ellos se establezcan.

(iii) Ley N°21.667 – Modifica Diversos cuerpos Legales, en Materia de Estabilización Tarifaria

El día 30 de abril de 2024 se publicó la Ley N°21.667 tiene cuatro ítems relevantes:

1. Permitirá a las empresas suministradoras no acumular más deuda, puesto que las tarifas para los clientes sometidos a regulación de precios retomarán paulatinamente a los costos reales del precio de la energía y potencia
2. Las empresas suministradoras recuperarán los saldos generados por las leyes N°21.185 y N°21.472 o mecanismos de estabilización PEC y MPC, respectivamente.
3. Se aumenta el fondo MPC en 5.500 millones de dólares, de los cuales 3.700 millones de dólares adicionales contarán con un 30% de garantía fiscal. Estos saldos deberán ser restituidos a más tardar al 31 de diciembre de 2035.
4. Se protegerá a los usuarios más vulnerables a través de la creación de un subsidio eléctrico.

Por otra parte, los clientes con consumo mensual de más de 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto de precio de nudo promedio correspondiente al primer semestre 2024 más un cargo adicional (cargo MPC) que permitirá extinguir la deuda acumulada por el PEC y MPC. A su vez, los clientes con consumos menores o iguales a 350 kWh-mes pagarán el precio real de la energía y potencia a partir de la publicación del decreto correspondiente al segundo semestre 2024 y, a contar del decreto del primer semestre 2025 se les adicionará el cargo MPC.

(iv) Ley N°21.505 – Promueve el Almacenamiento de Energía y la Electromovilidad

El día 21 de noviembre de 2022 fue publicada la Ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica, a través de la remuneración de energía, potencia de suficiencia y servicios complementarios a los sistemas de almacenamiento de energía, y la electromovilidad a través de una rebaja transitoria en el permiso de circulación para los vehículos eléctricos. Se permitirán nuevos modelos de negocio para electromovilidad y la posibilidad de 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.

(v) 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.

(vi) 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.

(vii) Ley N°21.455 – Marco de Cambio Climático

Con fecha 30 de mayo de 2022 el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.455 Marco de Cambio Climático, la cual establece la carbononeutralidad del país, a más tardar al año 2050, y crea la Estrategia Climática de Largo Plazo, instrumento reconocido en el Acuerdo de París, que definirá el presupuesto nacional de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030 y 2050, y presupuestos sectoriales de emisiones de gases de efecto invernadero al año 2030.

(viii) Proyecto de Ley “Transición Energética”

El día 10 de julio de 2023 el Ministerio de Energía ingresó al Senado el proyecto de Ley que establece a la transmisión como un habilitante de transición energética, reasigna los ingresos tarifarios extraordinarios a aquellas empresas suministradoras que presentan balances negativos y da un impulso al almacenamiento a través de una licitación de gran escala. El proyecto aún se encuentra en el Senado en etapa de discusión en su primer trámite constitucional.

(ix) 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.

(x) 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, donde se establece una meta de producción anual de un 60% al 2030, para aquellos contratos que sean firmados posterior al 01 de enero de 2023, y un 40% por bloque horario, para aquellos contratos que sean firmados posterior al 01 de julio de 2023. El proyecto actualmente se encuentra bajo discusión parlamentaria.

(xi) 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, Decretos y Normas Técnicas Publicadas 2019 – 2024

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.

Reglamento de Pequeños Medios de Generación: Con fecha 08 de octubre de 2020 el Ministerio de Energía publicó el Decreto Supremo N°88/2019 correspondiente al reglamento para medios de generación de pequeña escala, donde se establece que los pequeños medios de generación, denominados PMG cuando están conectados a sistemas de transmisión y PMGD cuando están conectados en zonas de distribución eléctrica, pueden acogerse a precios estabilizados de la energía y al autodepacho, además de los derechos y deberes a los que están sujetos estos medios de generación y las concesionarias de distribución eléctrica.

El Ministerio de Energía tiene contemplado introducir modificaciones a este Reglamento con el objetivo de que los medios de generación de pequeña escala puedan optar a operar con Autodespacho o bien sujetarse al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el Coordinador, en cuyo caso deberá ser coordinado por medio de la empresa de distribución respectiva.

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.

Nuevo Reglamento de Potencia de Suficiencia: El 5 de junio de 2024 el Ministerio de Energía publicó el Decreto Supremo N°70 que introduce modificaciones al actual Reglamento de Transferencias de Potencia:

- Se incorpora el reconocimiento de potencia a sistemas de almacenamiento híbridos y puros a través de una metodología transitoria por 10 años y una metodología permanente, donde la potencia inicial de los sistemas de almacenamiento se determinará a partir del aporte a la curva de carga anual.
- Permitirá a los Sistemas de Alanceamiento de Energía que son parte de una central renovable con capacidad de almacenamiento retirar energía de la red para cargar su componente de almacenamiento.
- El Coordinador deberá llevar a cabo auditorías para la verificación de la disponibilidad de combustible de las unidades térmicas y de la disponibilidad efectiva de las instalaciones para efectos del cálculo del IFOR.
- Se introduce la obligación por parte del Coordinador de llevar un registro de insumo alternativo para aquellas centrales que cuentan con un insumo principal y uno alternativo.
- A los PMG y PMGD térmicos solo se le reconocerá el aporte a la suficiencia si estos se incorporan, de forma permanente, a la coordinación de la operación del Coordinador.

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.

Norma Técnica de Coordinación y Operación: Con fecha 19 de junio de 2023 la Comisión Nacional de Energía, a través de la Resolución Exenta N°259, aprueba el capítulo sobre la Declaración de Costos Variables, de la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, donde se introducen a nivel normativo las disposiciones que establecen cómo las empresas Coordinadas y que poseen medios de generación de energía eléctrica deben informar sus costos variables combustibles, costos variables no combustibles, costos de partida y de detención para ser considerados en la programación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Modificación a la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión: El 08 de febrero de 2024, la Comisión Nacional de Energía publicó en el Diario Oficial la resolución exenta N°42, que aprueba modificaciones a la norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión. Se incorporan disposiciones que buscan mejorar la elaboración de los estudios técnicos, la ejecución de obras adicionales, ajustes o adecuaciones, entre otras, para tener una mejor interacción entre los agentes del mercado.

Norma de Emisiones: En Chile rige la norma de emisión para centrales termoeléctricas (D.S. N°13/2011 del Ministerio de Medio Ambiente) que establece límite a las emisiones al aire de Material Particulado (MP), óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg), a fin de prevenir y proteger la salud de las personas y el medio ambiente. La norma de emisión es de cumplimiento obligatorio en todo el territorio nacional y aplicable a unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt. Su cumplimiento es fiscalizado por la Superintendencia del Medio Ambiente. Los titulares de las fuentes emisoras deben presentar a la Superintendencia un reporte del monitoreo continuo de emisiones, trimestralmente, durante un año calendario.

Rebaja de límite de potencia para optar a ser cliente libre: El 13 de diciembre de 2023 el Ministerio Energía solicitó un pronunciamiento al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) sobre la rebaja del límite de potencia para optar a ser cliente libre a 300 kilowatts. Cabe señalar que la Ley establece que el límite de potencia para optar a ser cliente libre podrá ser rebajado por el Ministerio de Energía, previo a informe del TDLC.

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

Bajo la nueva ley de licitaciones, se han desarrollado cinco procesos: Licitación de Suministro 2015/01, Licitación de Suministro 2015/02, Licitación de Suministro 2017/01, Licitación de Suministro 2021/01, Licitación de Suministro 2022/01 y Licitación de Suministro 2023/01.

El proceso de Licitación de Suministro 2023/01 contempló dos bloques de suministro, con sub-bloques horarios y dividiendo el suministro por zonas dentro del Sistema Eléctrico Nacional. El primer bloque de suministro será comprendido entre los años 2027-2046 con un volumen anual de 1.500 GWh. A su vez, el segundo bloque de suministro será comprendido entre los años 2028 y 2047 con un volumen anual de 2.100 GWh.

Adicionalmente, según las proyecciones de demanda regulada obtenida a través del último informe de licitaciones de la CNE, debería existir otro proceso en el transcurso del 2024.

5. Efectivo y equivalentes al efectivo

a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Saldos en bancos	22.668	144.944
Total	22.668	144.944

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

Miles de pesos chilenos - M\$

Moneda	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Pesos Chilenos	22.668	144.944
Total	22.668	144.944

6. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024		al 31.12.2023	
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	23.123.074	-	22.609.864	-
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	23.115.318	-	22.510.598	-
Otras cuentas por cobrar, bruto	7.756	-	99.266	-

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024		al 31.12.2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	21.840.990	-	21.452.463	-
Cuentas comerciales por cobrar, neto	21.833.234	-	21.353.197	-
Otras cuentas por cobrar, neto	7.756	-	99.266	-

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 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre 2023, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados, es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Con antigüedad menor de tres meses	265.135	448.595
Con antigüedad entre tres y seis meses	198.422	53.046
Con antigüedad entre seis y doce meses	10.621	60.516
Con antigüedad mayor a doce meses	310.532	51.030
Total	784.710	613.187

Provisión de deterioro de deudores:

Miles de pesos chilenos – M\$

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2023	1.187.005
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(29.604)
Montos castigados	-
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	-
Saldo al 31 de diciembre de 2023	1.157.401
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	124.683
Montos castigados	-
Aumentos (disminuciones) en el cambio de moneda extranjera	-
Saldo al 30 de septiembre de 2024	1.282.084

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 30 de septiembre de 2024, Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. presenta fondos transferidos, producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. durante este periodo, mediante el Contrato de Caja Centralizada, por M\$189.442.705 (M\$262.575.208 al 31 diciembre de 2023), y presenta cobros de fondos transferidos a Enel Chile S.A. por M\$176.282.367 (M\$316.315.680 en 2023). Esta transacción devengó intereses a una tasa TAB – 0,18% anual (TAB – 0,18% anual al 31 diciembre de 2023).
- No existen deudas que se encuentren garantizadas.

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Energía	Menos de 90 días	33.246.876	15.337.753	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Caja Centralizada	Menos de 90 días	65.013.350	51.857.489	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Peajes	Menos de 90 días	11.468	10.537	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	1.400	20.030	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	339.269	43.613	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Otra	US\$	Energía	Menos de 90 días	53.399	355.611	-	-
Total							98.665.762	67.625.033	-	-

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes		No corrientes	
							al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Servicios	Menos de 90 días	213.412	70.328	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	CLP	Energía	Menos de 90 días	66.602.929	31.907.721	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	CLP	Servicios	Menos de 90 días	25	25	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	60.948	3	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	706	-	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	CLP	Energía	Menos de 90 días	48.673	-	-	-
Total							66.926.693	31.978.077	-	-



c) significativas y sus efectos en resultados:

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

Miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	al 30.09.2024	al 30.09.2023
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Otros Prestaciones de Servicios	(599.712)	(518.746)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Ingresos Financieros	2.344.650	4.973.717
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	32.224	4.399
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Venta de energía	98.156.029	84.625.311
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Compra de energía	(1.068.488)	(976.093)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios	(2.105.506)	(2.014.663)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	61.080	36.296
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(593)	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Otra	Venta de energía	563.368	4.200.799
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A	Chile	Otra	Compra de energía	(79.715)	(1.849)
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	Venta de energía	762.819	502.507
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Chile	Otra	Compra de energía	(40.905)	(36)
Total					98.025.251	90.831.642

La Sociedad mantiene contratos de venta de energía y potencia por 500 GWh con vencimiento el 31 de diciembre de 2024 con Enel Generación Chile, este contrato representa un 52,65% de los ingresos ordinarios del periodo 2024 (53,18% en 2023).



7.2. Directorio y personal clave de la gerencia

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

- En sesión ordinaria de Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., celebrada el 28 de marzo de 2024, el señor Juan Francisco da Fonseca Fuentes informa que, por razones personales, renuncia al cargo de Presidente y Director de la Compañía a partir del 1 de abril de 2024. En atención a lo anterior, en la misma sesión, el Directorio designa por cooptación en su reemplazo, y en calidad de Director, al señor Francisco Miqueles Ruz.
- En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. celebrada el 25 de abril de 2024, 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 Francisco Miqueles Ruz, señora Natalia Fernández Sepúlveda, señor Carlo Carvallo Artiga, señora Marcela Arredondo Cárdenas y señor Luis Vergara Adamides.
- En sesión ordinaria de directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., celebrada el 25 de abril de 2024 con posterioridad a la Junta de Accionistas indicada precedentemente, fue elegido como Presidente del Directorio y de la sociedad el señor Francisco Miqueles Ruz y como Secretario del Directorio al señor Carlos Silva Gutiérrez.

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 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, 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
17.156.624-K	Isabel Rojas Bastias	Gerente 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\$109.520 por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2024 (M\$72.541 en 2023). Estos montos incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto y largo 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 30 de septiembre de 2024 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 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Activos intangibles, Neto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles Identificables, Neto	154.385	154.385
Servidumbre	86.463	86.463
Otros Activos Intangibles Identificables	67.922	67.922
Clases de Activos intangibles, Bruto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Activos Intangibles Identificables, Bruto	169.632	169.632
Servidumbre	101.710	101.710
Otros Activos Intangibles Identificables	67.922	67.922
Clases de Amortización y Deterioro de Valor, Activos Intangibles	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(15.247)	(15.247)
Servidumbre	(15.247)	(15.247)
Otros Activos Intangibles Identificables	-	-

El movimiento del activo intangible al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 ha sido la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2024	86.463	67.922	154.385
Movimientos en activos intangibles identificables			
Adiciones / (Traspasos)	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	-	-
Saldo final al 30.09.2024	86.463	67.922	154.385

Miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	86.463	-	86.463
Movimientos en activos intangibles identificables			
Adiciones / (Traspasos)	-	67.922	67.922
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	67.922	67.922
Saldo final al 31.12.2023	86.463	67.922	154.385

No existen montos comprometidos por adquisición de activos intangibles.



9. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	159.627.335	155.196.277
Construcción en Curso	16.674.502	7.151.214
Terrenos	869.705	869.705
Edificios	3.575.373	3.780.361
Plantas y Equipos de Generación	138.067.105	142.838.905
Instalaciones Fijas y Accesorios	440.650	556.092

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	489.315.942	479.792.653
Construcción en Curso	16.674.504	7.151.214
Terrenos	869.705	869.705
Edificios	12.040.559	12.040.559
Plantas y Equipos de Generación	451.457.714	451.457.714
Instalaciones Fijas y Accesorios	8.273.461	8.273.461

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(329.688.606)	(324.596.376)
Edificios	(8.465.186)	(8.260.198)
Plantas y Equipos de Generación	(313.390.609)	(308.618.809)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(7.832.811)	(7.717.369)



A continuación, se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022:

Miles de pesos chilenos – M\$

Movimientos año 2024	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 2024	7.151.214	869.705	3.780.361	142.838.905	556.092	155.196.277
Adiciones	9.523.290	-	-	-	-	9.523.290
Traspasos	-	-	-	-	-	-
Depreciación	-	-	(204.988)	(4.771.800)	(115.442)	(5.092.230)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en resultados	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	9.523.290	-	(204.988)	(4.771.800)	(115.442)	4.431.058
Saldo al 30 de septiembre de 2024	16.674.504	869.705	3.575.373	138.067.105	440.650	159.627.335

Movimientos año 2023	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 2023	1.657.010	869.705	4.053.677	149.190.623	710.018	156.481.033
Adiciones	5.504.589	-	-	-	-	5.504.589
Traspasos	(10.385)	-	-	10.385	-	-
Depreciación	-	-	(273.316)	(6.362.103)	(153.926)	(6.789.345)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en resultados	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminución)	-	-	-	-	-	-
Total movimientos	5.494.204	-	(273.316)	(6.351.718)	(153.926)	(1.284.756)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	7.151.214	869.705	3.780.361	142.838.905	556.092	155.196.277



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) Activo por impuesto corrientes.

La composición de pasivo por impuesto corriente al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre 2023 es la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$		
Pasivos por Impuestos	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Impuesto a la renta	47.064.816	-
Pagos provisionales mensuales	(45.206.254)	-
Total	1.858.562	-

b) Pasivo por impuesto corrientes.

La composición de otros pasivos no financieros al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$		
Pasivos por Impuestos	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Impuesto a la renta	-	55.542.056
Pagos provisionales mensuales	-	(51.160.370)
Total	-	4.381.686



11. Otros activos y pasivos no financieros

a) Otros activos no financieros

La composición de otros activos no financieros al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

Otros activos no financieros	Corrientes	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Gastos pagados por anticipado	400.744	1.502.540
Otros	40.950	40.950
Total	441.694	1.543.490

b) Otros pasivos no financieros

La composición de otros pasivos no financieros al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

Otros pasivos no financieros	Corrientes	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023
IVA débito fiscal	3.222.583	3.740.880
Total	3.222.583	3.740.880

12. Impuestos diferidos

El origen de los impuestos diferidos y los movimientos de sus rubros registrados al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2024 son los siguientes:

Miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		al 01.01.2024	Movimiento		al 30.09.2024	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	al 30.09.2024	Activos por impuestos diferidos	Pasivos por impuestos diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos	Depreciaciones	(36.599.646)	1.483.945	(35.115.701)	-	(35.115.701)
	Amortizaciones	-	-	-	-	-
	Provisiones	319.876	(2.432)	317.444	317.444	-
	Otros	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación		(36.279.770)	1.481.513	(34.798.257)	317.444	(35.115.701)
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)		-	-	-	(317.444)	317.444
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación		-	-	(34.798.257)	-	(34.798.257)

Miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)		al 01.01.2023	Movimiento		al 31.12.2023	
			Reconocidos en ganancias o pérdidas	al 31.12.2023	Activos por impuestos diferidos	Pasivos por impuestos diferidos
Impuestos diferidos de Activos y Pasivos Netos	Depreciaciones	(38.541.318)	1.941.672	(36.599.646)	-	(36.599.646)
	Amortizaciones	-	-	-	-	-
	Provisiones	326.945	(7.069)	319.876	319.876	-
	Otros	-	-	-	-	-
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) antes de compensación		(38.214.373)	1.934.603	(36.279.770)	319.876	(36.599.646)
Compensación de activos / (pasivos por impuestos diferidos)		-	-	-	(319.876)	319.876
Impuestos diferidos de Activos (Pasivos) después de compensación		-	-	(36.279.770)	-	(36.279.770)

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 Años Tributarios 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. Política 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 30 de septiembre de 2024, Pehuenche tenía una liquidez de M\$22.668 en efectivo y equivalentes al efectivo. Al 31 de diciembre de 2023, la Sociedad tenía una liquidez de M\$144.944 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.

La sociedad no tiene derivados al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023.

14. Instrumentos financieros

- a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024			
	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	-	120.506.752	-	-
Total Corriente	-	120.506.752	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-
Total	-	120.506.752	-	-

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2023			
	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	-	89.077.496	-	-
Total Corriente	-	89.077.496	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-
Total	-	89.077.496	-	-



- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024			
	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	-	88.223.586	-	-
Total Corriente	-	88.223.586	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-
Total	-	88.223.586	-	-

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2023			
	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	-	42.260.786	-	-
Total Corriente	-	42.260.786	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	-	-
Total No Corriente	-	-	-	-
Total	-	42.260.786	-	-

15. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

- a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	al 30.09.2024	al 31.12.2023	al 30.09.2024	al 31.12.2023
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	6.340.253	1.185.431	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	983.095	710.133	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	3.525.398	642.619	-	-
Sub total	10.848.746	2.538.183	-	-
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	5.122.897	2.385.765	-	-
Impuestos o tributos distintos a la renta	5.283.778	5.319.135	-	-
Cuentas por pagar al personal	39.770	-	-	-
Otras cuentas por pagar	1.703	39.626	-	-
Sub total	10.448.148	7.744.526	-	-
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	21.296.894	10.282.709	-	-

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 se expone en Anexo N°2.

16. Otras provisiones corrientes y no corrientes

Litigios y Arbitrajes

No hay litigios y arbitrajes que informar.

17. Patrimonio

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

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 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 25 de abril de 2024, 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 2024, según lo muestren los Estados Financieros al 31 de agosto de 2024, pagadero en octubre de 2024.
- 2do dividendo provisorio: Hasta el 70% de las utilidades líquidas y realizadas del período enero-noviembre de 2024, según lo muestren los Estados Financieros al 30 de noviembre de 2024, menos el monto del primer dividendo provisorio, pagadero en enero de 2025.

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 2025.

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
99	Provisorio	28-09-2021	22-10-2021	62,02000	2021
100	Provisorio	16-12-2021	21-01-2022	43,88000	2021
101	Definitivo	25-04-2022	13-05-2022	65,43820	2021
102	Provisorio	28-09-2022	21-10-2022	94,36000	2022
103	Provisorio	15-12-2022	20-01-2023	97,69000	2022
104	Definitivo	24-04-2023	19-05-2023	113,04533	2022
105	Provisorio	28-09-2023	20-10-2023	101,26000	2023
106	Provisorio	21-12-2023	19-01-2024	50,83000	2023
107	Definitivo	25-04-2024	24-05-2024	88,93114	2023
108	Provisorio	19-10-2024	25-10-2024	111,60000	2024

17.4. Otras reservas

Al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, el saldo de las otras reservas varias 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 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023, los saldos son los siguientes:

Miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	Saldo al 30.06.2024
Resultados acumulados al 1 de enero de 2023	18.020.272
Resultado del ejercicio 2023	147.655.728
Dividendo Definitivo 2022	(69.254.467)
2° Dividendo Provisorio 2023	(93.174.234)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	3.247.299
Resultado del ejercicio 2024	119.672.474
Dividendo Definitivo 2023	(54.481.496)
1° Dividendo Provisorio 2024	(68.369.021)
Saldo al 30 de septiembre de 2024	69.256

18. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle del rubro ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$		
Ingresos de actividades ordinarias	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Ventas de energía (1)	186.306.719	159.135.564
Generación	186.306.719	159.135.564
Clientes no Regulados	114.531.602	68.147.226
Ventas de Mercado Spot	71.775.117	90.988.338
Otras prestaciones de servicios	111.448	-
Peajes y transmisión	111.448	-
Total Ingresos de actividades ordinarias	186.418.167	159.135.564

(1) Pehuenche tiene solo un (1) cliente con el que registra ventas que representan un 10% o más de sus ingresos ordinarios, en los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023. 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 periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$		
Materias primas y consumibles utilizados	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Compras de energía	(9.640.830)	(1.518.055)
Costo por transmisión de energía	(3.888.963)	(5.117.168)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(10.546)	(148.507)
Total materias primas y consumibles utilizados	(13.540.339)	(6.783.730)

20. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle del rubro gastos por beneficios a los empleados por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$		
Gastos por beneficios a los empleados	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Sueldos	(106.398)	(70.173)
Beneficios a corto plazo a los empleados	(3.122)	(2.368)
Total	(109.520)	(72.541)

21. Gasto por depreciación y pérdidas por deterioro



El detalle del rubro gasto por depreciación y amortización por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Depreciación	(5.092.230)	(5.092.009)
Total	(5.092.230)	(5.092.009)
Reverso (pérdidas) por deterioro	(124.683)	35.934
Total	(124.683)	35.934

22. Otros gastos por naturaleza

El detalle del rubro otros gastos por naturaleza para los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Servicios profesionales, externalizados y otros	(4.114.067)	(3.581.187)
Tributos y tasas	(598.692)	(552.471)
Primas de seguros	(1.362.632)	(1.202.939)
Otros suministros y servicios	(633.203)	(896.579)
Total Otros gastos por naturaleza	(6.708.594)	(6.233.176)

23. Resultado financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Miles de pesos chilenos - M\$

Ingresos financieros	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Ingresos financieros empresas relacionadas	2.344.650	4.973.717
Total Ingresos Financieros	2.344.650	4.973.717
Costos financieros	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Otros costos financieros	(92.331)	(118.060)
Total Costos Financieros	(92.331)	(118.060)
Resultado por Unidades de Reajuste	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Total Resultado por unidades de reajuste	499.012	210.838
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Positivas	254.579	398.803
Negativas	(403.297)	(100.945)
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(148.718)	297.858
Total Resultado Financiero	2.602.613	5.364.353

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 30 de septiembre de 2024 y 2023:

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Gasto (ingreso) por impuestos corriente		
Gasto por impuesto corriente	45.206.254	39.903.262
Ajustes por impuestos corrientes de períodos anteriores	48.199	303.054
Total Gasto por impuesto corriente	45.254.453	40.206.316
(Ingreso) por impuestos diferidos	(1.481.513)	(1.393.847)
Total (ingreso) por impuestos Diferidos	(1.481.513)	(1.393.847)
Gasto por impuestos a las ganancias	43.772.940	38.812.469

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa (%)	al 30.09.2024	Tasa (%)	al 30.09.2023
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		163.445.414		146.354.395
Gasto por impuestos a la tasa impositiva aplicable	27,00%	44.130.262	27,00%	39.515.687
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	(0,22%)	(357.322)	(0,48%)	(703.218)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(0,22%)	(357.322)	(0,48%)	(703.218)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	26,78%	43.772.940	26,52%	38.812.469

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.

26. Dotación

La distribución del personal de Pehuenche, al 30 de septiembre de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es la siguiente:

País	al 30.09.2024			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	2	-	-	2
Total	2	-	-	2

País	al 31.12.2023			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	1	-	-	1
Total	1	-	-	1

27. Medio ambiente

Entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2024, la Sociedad ha efectuado desembolsos por concepto medio ambientales por un monto M\$50.912 (M\$28.554 en 2023).

28. Sanciones

- **Directores o administradores.**

No hay sanciones pendientes de resolución al 30 de septiembre de 2024.

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

No hay sanciones pendientes de resolución al 30 de septiembre de 2024.

29. Hechos posteriores

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

a) Estratificación de la cartera

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

Miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 30.09.2024											Total Corriente	Total No Corriente
	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			
Cuentas comerciales por cobrar bruto	21.134.500	228.953	38.952	12.799	176	209.841	57	12	419	1.489.609	23.115.318	-	
Provisión de deterioro	(132.056)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.150.028)	(1.282.084)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total	21.002.444	228.953	38.952	12.799	176	209.841	57	12	419	339.581	21.833.234	-	

Miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2023											Total Corriente	Total No Corriente
	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			
Cuentas comerciales por cobrar bruto	20.790.391	367.266	56.838	24.491	23.128	329	29.589	60.131	350	1.158.085	22.510.598	-	
Provisión de deterioro	(50.381)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.107.020)	(1.157.401)	-	
Otras Cuentas por Cobrar bruto	99.266	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.266	-	
Total	20.839.276	367.266	56.838	24.491	23.128	329	29.589	60.131	350	51.065	21.452.463	-	

- Por tipo de cartera:

Miles de pesos chilenos - M\$

	al 30.09.2024						al 31.12.2023					
	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	211	21.134.500	-	-	211	21.134.500	3	20.790.391	-	-	3	20.790.391
Entre 1 y 30 días	26	228.953	-	-	26	228.953	4	367.266	-	-	4	367.266
Entre 31 y 60 días	10	38.952	-	-	10	38.952	2	56.838	-	-	2	56.838
Entre 61 y 90 días	10	12.799	-	-	10	12.799	11	24.491	-	-	11	24.491
Entre 91 y 120 días	39	176	-	-	39	176	8	23.128	-	-	8	23.128
Entre 121 y 150 días	14	209.841	-	-	14	209.841	5	329	-	-	5	329
Entre 151 y 180 días	5	57	-	-	5	57	4	29.589	-	-	4	29.589
Entre 181 y 210 días	5	12	-	-	5	12	4	60.131	-	-	4	60.131
Entre 211 y 250 días	6	419	-	-	6	419	3	350	-	-	3	350
Superior a 251 días	544	1.489.609	-	-	544	1.489.609	143	1.158.085	-	-	143	1.158.085
Total	870	23.115.318	-	-	870	23.115.318	187	22.510.598	-	-	187	22.510.598

b) Provisiones y castigos

Miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones y castigos	al 30.09.2024	al 30.09.2023
Provisión cartera no repactada	124.683	(5.794)
Provisión cartera repactada	-	-
Recuperos del período	-	-
Total	124.683	(5.794)

c) Número y monto de operaciones.

Miles de pesos chilenos - M\$

Número y monto operaciones	al 30.09.2024		al 30.09.2023	
	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
Monto de las operaciones	-	124.683	(43.797)	5.794

Anexo N°2 Detalle vencimiento proveedores

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

Miles de pesos chilenos - M\$

Proveedores con pagos al día	al 30.09.2024			al 31.12.2023		
	Bienes	Servicios	Total	Bienes	Servicios	Total
Hasta 30 días	4.508.493	6.340.253	10.848.745	1.352.752	1.185.431	2.538.183
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-
Total	4.508.492	6.340.253	10.848.745	1.352.752	1.185.431	2.538.183