



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

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

**ENEL GENERACIÓN CHILE S.A.
Y SUBSIDIARIA**

Miles de Pesos Chilenos - M\$

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Señores
Accionistas y Directores
Enel Generación Chile S.A.

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

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

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

Responsabilidad del auditor

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

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

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

Opinión

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



Rubén López Di Rubba

Mazars Auditores Consultores SpA

Santiago, 28 de febrero de 2022

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2021	al 31.12.2020
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	3.797.668	4.659.210
Otros activos financieros corrientes	6	1.889.279	2.550.779
Otros activos no financieros corrientes	7.a	44.539.229	8.065.234
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	286.661.860	258.985.038
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	9.1.a	161.492.247	155.062.582
Inventarios corrientes	10	13.631.041	11.704.254
Activos por impuestos corrientes	11	34.161.508	24.781.258
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		546.172.832	465.808.355
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	37.988.835	20.660.446
Otros activos no financieros no corrientes	7.a	16.948.130	15.711.751
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	94.147.994	153.634.511
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	9.1.a	146.494.749	139.937.114
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	6.093.771	9.551.139
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	27.260.911	31.490.689
Plusvalía	14	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	15	2.237.413.959	2.119.688.442
Activos por derecho de uso	16	15.954.443	16.797.693
Activos por impuestos diferidos	17	148.548.175	92.820.469
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		2.755.711.323	2.625.152.610
TOTAL ACTIVOS		3.301.884.155	3.090.960.965

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2021	al 31.12.2020
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	53.883.851	46.861.432
Pasivos por arrendamientos corrientes	19	3.407.483	2.735.817
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22	270.141.435	153.625.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9.1.b	158.650.929	64.232.557
Otras provisiones corrientes	23	17.720.240	2.933.069
Pasivos por impuestos corrientes	11	-	63.285.623
Otros pasivos no financieros corrientes	7.b	4.318.525	14.221.501
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		508.122.463	347.895.331
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	902.487.329	753.422.980
Pasivos por arrendamientos no corrientes	19	6.793.041	8.530.170
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	22	2	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9.1.b	152.044.200	-
Otras provisiones no corrientes	23	164.410.543	177.128.201
Pasivo por impuestos diferidos	17	40.613.284	42.466.077
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.2.a	16.805.375	22.187.917
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.283.153.774	1.003.735.347
TOTAL PASIVOS		1.791.276.237	1.351.630.678
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	25.1.1	552.777.321	552.777.321
Ganancias acumuladas		1.121.460.788	1.215.503.854
Prima de emisión	25.1.1	85.511.492	85.511.492
Otras reservas	25.5	(259.836.249)	(124.575.022)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.499.913.352	1.729.217.645
Participaciones no controladoras	25.7	10.694.566	10.112.642
PATRIMONIO TOTAL		1.510.607.918	1.739.330.287
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.301.884.155	3.090.960.965

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	enero - diciembre	
		2021	2020
Ingresos de actividades ordinarias	26	1.882.345.128	1.457.275.629
Otros ingresos, por naturaleza	26	17.429.260	32.826.640
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		1.899.774.388	1.490.102.269
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.505.110.838)	(811.503.735)
Margen de Contribución		394.663.550	678.598.534
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.b.2	3.183.119	4.659.355
Gastos por beneficios a los empleados	28	(52.345.267)	(48.830.243)
Gasto por depreciación y amortización	29	(72.007.238)	(85.968.035)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas sobre activos no financieros	29	(28.773.083)	(697.856.387)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros	29	(697.402)	(226.182)
Otros gastos por naturaleza	30	(85.496.176)	(86.984.909)
Resultado de Explotación		158.527.503	(236.607.867)
Otras ganancias (pérdidas)	31	10.167.424	9.478.529
Ingresos financieros	32	7.632.326	12.075.592
Costos financieros	32	(68.652.677)	(28.328.656)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12.1	3.220.156	2.494.610
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	32	15.190.050	(29.525.399)
Resultado por unidades de reajuste	32	3.385.938	(703.130)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		129.470.720	(271.116.321)
Gasto por impuestos a las ganancias	33	(5.812.252)	122.433.670
GANANCIA (PÉRDIDA)		123.658.468	(148.682.651)
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		115.941.250	(155.086.482)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	25.7	7.717.218	6.403.831
GANANCIA (PÉRDIDA)		123.658.468	(148.682.651)
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	14,14	(18,91)
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	14,14	(18,91)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		8.201.754.580	8.201.754.580
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	14,14	(18,91)
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	14,14	(18,91)
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		8.201.754.580	8.201.754.580

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (Continuación)

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2021	2020
Ganancia (Pérdida)		123.658.468	(148.682.651)
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	24.2.c.	2.701.915	(2.983.101)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio		2.701.915	(2.983.101)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		756.717	(4.883.581)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		31	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(214.668.195)	106.464.916
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		33.779.294	36.620.105
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del ejercicio		(180.132.153)	138.201.440
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(177.430.238)	135.218.339
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(729.517)	805.437
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del ejercicio		(729.517)	805.437
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		48.840.003	(38.632.956)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(8)	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del ejercicio		48.839.995	(38.632.956)
Total otro resultado integral		(129.319.760)	97.390.820
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(5.661.292)	(51.291.831)
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(13.378.510)	(57.695.662)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		7.717.218	6.403.831
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		(5.661.292)	(51.291.831)

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados Intermedios
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambios en Otras Reservas											
	Capital emitido y pagado (1)	Prima de Emisión (2)	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias (3)	Total Otras reservas (4)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (5)	Total Patrimonio Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	552.777.321	85.511.492	2.911.473	(202.393.842)	-	(1.041)	(27.094.479)	(226.577.889)	1.552.064.328	1.963.775.252	10.079.142	1.973.854.394
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	552.777.321	85.511.492	2.911.473	(202.393.842)	-	(1.041)	(27.094.479)	(226.577.889)	1.552.064.328	1.963.775.252	10.079.142	1.973.854.394
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	(155.086.482)	(155.086.482)	6.403.831	(148.682.651)
Otro resultado integral	-	-	(4.883.581)	104.452.065	(2.177.664)	-	-	97.390.820	-	97.390.820	-	97.390.820
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(57.695.662)	6.403.831	(51.291.831)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(179.296.328)	(179.296.328)	(6.370.331)	(185.666.659)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.177.664	-	2.434.383	4.612.047	(2.177.664)	2.434.383	-	2.434.383
Total de cambios en patrimonio	-	-	(4.883.581)	104.452.065	-	-	2.434.383	102.002.867	(336.560.474)	(234.557.607)	33.500	(234.524.107)
Saldo final al 31.12.2020	552.777.321	85.511.492	(1.972.108)	(97.941.777)	-	(1.041)	(24.660.096)	(124.575.022)	1.215.503.854	1.729.217.645	10.112.642	1.739.330.287

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto	Cambios en Otras Reservas											
	Capital emitido y pagado (1)	Prima de Emisión (2)	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas sobre activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	Otras reservas varias (3)	Total Otras reservas (4)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (5)	Total Patrimonio Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	552.777.321	85.511.492	(1.972.108)	(97.941.777)	-	(1.041)	(24.660.096)	(124.575.022)	1.215.503.854	1.729.217.645	10.112.642	1.739.330.287
Incremento (disminución) por cambios en políticas contables	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Inicial Reexpresado	552.777.321	85.511.492	(1.972.108)	(97.941.777)	-	(1.041)	(24.660.096)	(124.575.022)	1.215.503.854	1.729.217.645	10.112.642	1.739.330.287
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	115.941.250	115.941.250	7.717.218	123.658.468
Otro resultado integral	-	-	756.717	(132.048.898)	1.972.398	23	-	(129.319.760)	-	(129.319.760)	-	(129.319.760)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.378.510)	7.717.218	(5.661.292)
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	(211.956.715)	(211.956.715)	(7.135.294)	(219.092.009)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(1.972.398)	-	(3.969.069)	(5.941.467)	1.972.399	(3.969.068)	-	(3.969.068)
Total de cambios en patrimonio	-	-	756.717	(132.048.898)	-	23	(3.969.069)	(135.261.227)	(94.043.066)	(229.304.293)	581.924	(228.722.369)
Saldo final al 31.12.2021	552.777.321	85.511.492	(1.215.391)	(229.990.675)	-	(1.018)	(28.629.165)	(259.836.249)	1.121.460.788	1.499.913.352	10.694.566	1.510.607.918

- (1) Ver Nota 25.1
- (2) Ver Nota 25.1
- (3) Ver Nota 25.6
- (4) Ver Nota 25.5
- (5) Ver Nota 25.7

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados, Método Directo

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

(En miles de pesos chilenos - M\$)

Estado de Flujo de Efectivo Método Directo	Nota	enero - diciembre	
		2021	2020
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.410.392.060	1.732.648.390
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		8.798.828	4.891.387
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.947.916.051)	(1.177.931.240)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(43.642.398)	(45.338.518)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(19.322.865)	(20.370.747)
Otros pagos por actividades de operación		(70.655.165)	(100.716.463)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(92.262.131)	(30.791.419)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(2.457.500)	(632.942)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		242.934.778	361.758.448
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Otros cobros por la venta de participaciones en negocios conjuntos		11.786.767	-
Préstamos y fondos transferidos a entidades relacionadas	9.1.d	(984.862.787)	(1.252.698.068)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		18.197.075	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(156.729.271)	(139.962.121)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		2.489.340	-
Compras de activos intangibles		(5.007.321)	(10.564.764)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(507.928)	(3.260.921)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		674.233	22.229
Cobros de préstamos y de fondos transferidos a entidades relacionadas	9.1.d	984.669.979	1.368.612.694
Dividendos recibidos		6.386.740	-
Intereses recibidos		441.068	4.493.154
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(122.462.105)	(33.357.797)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Préstamos de entidades relacionadas	9.1.d	1.300.526.990	568.015.389
Pagos de préstamos		(33.736.628)	(32.240.279)
Pagos de pasivos por arrendamientos	5.c	(2.771.040)	(2.686.093)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	9.1.d	(1.147.678.190)	(568.015.389)
Dividendos pagados		(184.058.776)	(243.617.626)
Intereses pagados		(56.618.380)	(58.255.380)
Intereses pagados Bancarios	5.c	(381)	(20.701)
Intereses pagados Bonos	5.c	(45.719.412)	(48.428.083)
Intereses pagados Otros	5.c	(2.609)	(556.274)
Intereses pagados a entidades relacionadas	5.c	(1.964.376)	(512.180)
Intereses pagados por derivados	5.c	(8.931.602)	(8.738.142)
Otras entradas (salidas) de efectivo		568.687	(207.604)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(123.767.337)	(337.006.982)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(3.294.664)	(8.606.331)
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		2.433.122	(222.043)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(861.542)	(8.828.374)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio		4.659.210	13.487.584
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio		3.797.668	4.659.210

ENEL GENERACIÓN CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	11
2.	BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS.....	12
2.1.	BASES DE PREPARACIÓN.....	12
2.2.	NUEVOS PRONUNCIAMIENTOS CONTABLES.....	12
2.3.	RESPONSABILIDAD DE LA INFORMACIÓN, JUICIOS Y ESTIMACIONES REALIZADAS.....	17
2.4.	SOCIEDADES SUBSIDIARIAS.....	19
2.5.	ENTIDADES ASOCIADAS.....	19
2.6.	ACUERDOS CONJUNTOS.....	20
2.7.	PRINCIPIOS DE CONSOLIDACIÓN Y COMBINACIONES DE NEGOCIO.....	20
2.8.	MONEDA FUNCIONAL.....	21
2.9.	CONVERSIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS DENOMINADOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	22
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS.....	23
A)	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	23
B)	PLUSVALÍA.....	24
C)	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	24
D)	DETERIORO DEL VALOR DE LOS ACTIVOS NO FINANCIEROS.....	25
E)	ARRENDAMIENTOS.....	27
e.1)	Arrendatario.....	27
e.2)	Arrendador.....	28
F)	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	28
f.1)	Activos financieros no derivados.....	28
f.2)	Efectivo y equivalentes al efectivo.....	29
f.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	29
f.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	30
f.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	31
f.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	32
f.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	32
f.8)	Contratos de garantías financieras.....	32
G)	MEDICIÓN DEL VALOR RAZONABLE.....	33
H)	INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN.....	34
I)	INVENTARIOS.....	34
J)	ACTIVOS NO CORRIENTES (O GRUPO DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN) MANTENIDOS PARA LA VENTA O COMO MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.....	34
K)	ACCIONES PROPIAS EN CARTERA.....	35
L)	PROVISIONES.....	35
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	36
M)	CONVERSIÓN DE SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	36
N)	CLASIFICACIÓN DE SALDOS EN CORRIENTES Y NO CORRIENTES.....	36
O)	IMPUESTO A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.....	37
P)	RECONOCIMIENTO DE INGRESOS Y GASTOS.....	38
Q)	GANANCIA (PÉRDIDA) POR ACCIÓN.....	39
R)	DIVIDENDOS.....	39
S)	ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO.....	39
T)	CRITERIOS DE SEGMENTACIÓN.....	40
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	41
A)	MARCO REGULATORIO.....	41
B)	TEMAS REGULATORIOS.....	43
C)	REVISIONES TARIFARIAS Y PROCESOS DE SUMINISTRO.....	45
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	46
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	46
7.	OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS.....	47
A)	OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.....	47
B)	OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS.....	47
8.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	47
9.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	51

9.1.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS	51
A)	CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS	51
B)	CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS	52
C)	TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS Y SUS EFECTOS EN RESULTADOS:	53
D)	TRANSACCIONES SIGNIFICATIVAS	53
9.2.	DIRECTORIO Y PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA	54
9.3.	PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA	55
9.4.	RETRIBUCIÓN Y PLANES DE INCENTIVO AL PERSONAL CLAVE DE LA GERENCIA	55
9.5.	PLANES DE RETRIBUCIÓN VINCULADOS A LA COTIZACIÓN DE LA ACCIÓN	56
10.	INVENTARIOS	56
11.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	57
12.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	58
12.1.	INVERSIONES CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIÓN	58
12.2.	INFORMACIÓN FINANCIERA ADICIONAL DE LAS INVERSIONES EN ASOCIADAS	59
12.3.	NEGOCIOS CONJUNTOS	59
12.4.	RESTRICCIONES A LA DISPOSICIÓN DE FONDOS DE ASOCIADAS Y CONTROLES CONJUNTOS	59
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	60
14.	PLUSVALÍA	61
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	62
A)	PRINCIPALES INVERSIONES	63
B)	COSTOS CAPITALIZADOS	63
C)	OTRAS INFORMACIONES	63
16.	ACTIVOS POR DERECHO DE USO	65
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS	66
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS	67
18.1.	PRÉSTAMOS QUE DEVENGAN INTERESES	68
18.2.	OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO NO GARANTIZADAS	69
18.3.	OBLIGACIONES CON EL PÚBLICO GARANTIZADAS	71
18.4.	DEUDA DE COBERTURA	71
18.5.	OTROS ASPECTOS	71
18.6.	FLUJOS FUTUROS DE DEUDA NO DESCONTADOS	72
19.	PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS	73
19.1.	INDIVIDUALIZACIÓN DE PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS	73
19.2.	FLUJOS FUTUROS DE DEUDA NO DESCONTADOS	74
20.	POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	75
20.1.	RIESGO DE TASA DE INTERÉS	75
20.2.	RIESGO DE TIPO DE CAMBIO	76
20.3.	RIESGO DE COMMODITIES	76
20.4.	RIESGO DE LIQUIDEZ	77
20.5.	RIESGO DE CRÉDITO	77
20.6.	MEDICIÓN DEL RIESGO	77
21.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS	79
21.1.	CLASIFICACIÓN DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS POR NATURALEZA Y CATEGORÍA	79
21.2.	INSTRUMENTOS DERIVADOS	80
21.3.	JERARQUÍAS DEL VALOR RAZONABLE	82
22.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	82
23.	PROVISIONES	83
24.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO	84
24.1.	ASPECTOS GENERALES	84
24.2.	APERTURAS, MOVIMIENTOS Y PRESENTACIÓN EN LOS ESTADOS FINANCIEROS	84
24.3.	OTRAS REVELACIONES	85
25.	PATRIMONIO	85
25.1.	PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DEL GRUPO	85

25.1.1.	CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO Y NÚMERO DE ACCIONES.....	85
25.1.2.	DIVIDENDOS	86
25.2.	RESERVAS POR DIFERENCIAS DE CAMBIO POR CONVERSIÓN	86
25.3.	GESTIÓN DEL CAPITAL	86
25.4.	RESTRICCIONES A LA DISPOSICIÓN DE FONDOS DE LA SUBSIDIARIA	86
25.5.	OTRAS RESERVAS.....	87
25.6.	OTRAS RESERVAS VARIAS:	87
25.7.	PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	88
26.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	88
27.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	89
28.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	89
29.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.	89
30.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	90
31.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	90
32.	RESULTADO FINANCIERO	90
33.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS	91
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	92
34.1.	GARANTÍAS DIRECTAS.....	92
34.2.	GARANTÍAS INDIRECTAS	92
34.3.	LITIGIOS Y ARBITRAJES	92
34.4.	RESTRICCIONES FINANCIERAS	93
34.5.	CONTINGENCIA POR COVID-19	94
35.	DOTACIÓN	95
36.	SANCIONES	95
37.	MEDIO AMBIENTE	97
38.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIA	98
39.	HECHOS POSTERIORES.....	99
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE	100
	ANEXO N°2 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS	100
	ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA	101
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012	103
	ANEXO N°4.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES	105
	ANEXO N°4.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	107
	ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	108

ENEL GENERACION CHILE S.A. Y SUBSIDIARIA

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

(En miles de pesos chilenos – M\$)

1. INFORMACIÓN GENERAL

Enel Generación Chile S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y su sociedad subsidiaria, integran el Grupo Enel Generación Chile (en adelante, “Enel Generación Chile” o el “Grupo”).

Enel Generación Chile S.A. es una Sociedad Anónima Abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Comisión para el Mercado Financiero de Chile (CMF), con el N°114. Además, estuvo registrada en la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange (NYSE) desde 1994 hasta el 31 de diciembre de 2018, fecha en la cual la Compañía solicitó ante la SEC el deslistamiento de los valores emitidos. A partir de esta fecha los American Depositary Shares emitidos por Enel Generación Chile dejaron de transarse en la NYSE. Con fecha 24 de febrero de 2021, la Sociedad ingresó ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (“SEC”) el Form 15F para desregistrar a la Sociedad voluntariamente de la Section 12(g) de la U.S. Securities Exchange Act de 1934, y sus modificaciones (el “Exchange Act”), y terminar con sus obligaciones de divulgación bajo las Section 13(a) y Section 15(d) del Exchange Act. En consecuencia, una vez ingresado el Form 15F la Sociedad dejó de divulgar la memoria anual en Form 20 F y hechos materiales Form 6-Ks.

Enel Generación Chile S.A. es subsidiaria de Enel Chile S.A. (“Enel Chile”), entidad que a su vez es controlada por Enel S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943 bajo el nombre Empresa Nacional de Electricidad S.A. Por Decreto Supremo de Hacienda N°97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. La existencia de la compañía bajo su actual nombre Enel Generación Chile S.A., data del 4 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante modificación de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo durante dicho año. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N°91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 658 trabajadores al 31 de diciembre de 2021. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2021 fue de 670 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores (ver Nota 35).

Enel Generación Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades subsidiaria o asociadas, en el país o en el extranjero.

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1. Bases de preparación

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile S.A., al 31 de diciembre de 2021, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 28 de febrero de 2022, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Generación Chile y su subsidiaria al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los resultados de operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020, y sus correspondientes notas.

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

2.2. Nuevos pronunciamientos contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2021:

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

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

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

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

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

Estas enmiendas entraron en vigencia para períodos anuales iniciados a partir del 1 de junio de 2020, con aplicación retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial como un ajuste en el saldo inicial de las

ganancias acumuladas (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual en el que se aplicó por primera vez la modificación.

La aplicación de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

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

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

Antecedentes

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

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

Enmienda Fase 1

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

Enmienda Fase 2

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

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

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

Enel Generación Chile y su subsidiaria no poseen instrumentos financieros directamente afectados por la reforma, por lo tanto, la aplicación de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo.

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

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

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Reducciones de alquiler relacionadas con COVID-19 después del 30 de junio de 2021</i>	1 de abril de 2021
Enmiendas a NIIF 3: <i>Referencias al Marco Conceptual</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 16: <i>Productos Obtenidos antes del Uso Previsto</i>	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 37: <i>Contratos Onerosos - Costo de Cumplir un Contrato</i>	1 de enero de 2022
Mejoras anuales a las NIIF: <i>Ciclo 2018-2020</i> <ul style="list-style-type: none"> - NIIF 1: <i>Adopción por primera vez de las NIIF</i> - NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i> - <i>Ejemplos que acompañan a NIIF 16</i> - NIC 41: <i>Agricultura</i> 	1 de enero de 2022
Enmiendas a NIC 1: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 1 y Documento de Práctica N°2: <i>Información a Revelar sobre Políticas Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmiendas a NIC 8: <i>Definición de Estimaciones Contables</i>	1 de enero de 2023
Enmienda a NIC 12: <i>Impuesto Diferido relacionado con Activos y Pasivos que surgen de una Transacción Única</i>	1 de enero de 2023

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

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

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

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

Enmiendas a NIIF 3 “Referencias al Marco Conceptual”

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Mejoras anuales a las NIIF: Ciclo 2018-2020

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Enmiendas a NIC 1 y Declaración de Práctica N°2 “Divulgación de Políticas Contables”

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

Las enmiendas a la NIC 1 requieren que las empresas revelen su información material sobre políticas contables en lugar de sus políticas contables importantes. Las modificaciones a la Declaración de Práctica N°2 de las NIIF

proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de importancia relativa a las revelaciones de políticas contables.

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

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

Enmiendas a NIC 8 “Definición de Estimaciones Contables”

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

La información contenida en estos estados financieros consolidados es responsabilidad del Directorio de Enel Generación Chile, 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 consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración del Grupo para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.g).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.p).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.I.1 y 24).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.f y 21).
- 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 consolidados y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 4.2).
- La interpretación de nueva normativa relacionada con la regulación del Sector Eléctrico, cuyos efectos económicos definitivos estarán determinados por las resoluciones de los organismos competentes (ver Notas 4 y 8).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de la subsidiaria de Enel Generación Chile que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.
- Determinación de las pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros (ver Nota 3.f.3)
- En la medición de pasivos por arrendamiento, determinación del plazo de arrendamiento de contratos con opciones de renovación y determinación de la tasa incremental por préstamos del Grupo (ver Nota 3.e).

En relación con la pandemia de COVID-19, el grado de incertidumbre generado en el entorno macroeconómico y financiero en que opera el Grupo, podría afectar las valoraciones y estimaciones realizadas por la Administración para determinar los importes en libros de activos y pasivos, con una mayor volatilidad. Al 31 de diciembre de 2021, según la información disponible y considerando un escenario de constante evolución, las principales áreas que requirieron juicio y estimaciones de la Administración fueron las siguientes: i) medición de pérdidas crediticias esperadas sobre activos financieros; ii) determinación de pérdidas por deterioro de activos no financieros; y iii) medición de beneficios a los empleados, incluyendo las hipótesis actuariales.

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

2.4. Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Generación Chile S.A., directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y solo sí, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la subsidiaria, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enel Generación Chile tiene poder sobre su subsidiaria cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativa los rendimientos de la subsidiaria.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad subsidiaria si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

La entidad subsidiaria se consolida por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

Ver Anexo N°1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades que componen el Grupo Enel Generación Chile”.

El 25 de junio de 2021, los directores de la Sociedad analizaron la propuesta de reorganización societaria consistente en una fusión por incorporación de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. en Enel Generación, conforme lo dispone el artículo 155 y siguientes del Reglamento de Sociedades Anónimas, en virtud de la cual Enel Generación, como entidad absorbente, incorporaría a la sociedad subsidiaria Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., la que se disolvería sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones, sujeto a los términos y condiciones que se establezcan.

El Directorio resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar todos los trabajos, análisis y pasos conducentes a la ejecución del proyecto de reorganización societaria referido, en los términos descritos, sometiendo la operación a las normas establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas que rige las operaciones entre partes relacionadas. Adicionalmente, se procedió a la designación como evaluador independiente de la operación a Banchile Asesoría Financiera S.A. y al Sr. Rafael Alejandro Maya Osorio, Director de Finanzas Corporativas de Ameris Capital, como peritos independientes.

Finalmente, Inversiones Tricahue S.A. promovió ante el 19° Juzgado Civil de Santiago, una solicitud de medida prejudicial precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos, en contra de Enel Generación Chile S.A., en consecuencia, Enel Generación Chile S.A. se abstuvo de participar en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. celebrada con fecha 28 de septiembre de 2021, y que fuera convocada para pronunciarse sobre la fusión de ésta con Enel Generación Chile, con lo cual dicha operación no pudo ser aprobada (ver Nota 34.3).

2.5. Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Generación Chile, directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de votos potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Generación Chile S.A. o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de dichas sociedades.

2.6. Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota 3.h.
- **Operación conjunta:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enel Generación Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de dichas sociedades.

2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio

La sociedad subsidiaria se consolida, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra-grupo.

Los resultados integrales de la sociedad subsidiaria se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad Subsidiaria hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

El Grupo contabiliza las combinaciones de negocios utilizando el método de la adquisición cuando el conjunto de actividades y activos adquiridos cumple la definición de un negocio y el control se transfiere al Grupo. Para ser considerado un negocio, un conjunto de actividades y activos adquiridos debe incluir como mínimo un insumo y un proceso sustantivo aplicado al mismo que, en conjunto, contribuyan significativamente a la capacidad de crear productos. La NIIF 3 proporciona la opción de aplicar una “prueba de concentración” que permite una evaluación simplificada de si un conjunto de actividades y activos adquiridos no es un negocio. La prueba de concentración se cumple si sustancialmente todo el valor razonable de los activos brutos adquiridos se concentra en un solo activo identificable o grupo de activos identificables similares.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de la sociedad subsidiaria, se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad subsidiaria son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de

la subsidiaria, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

Para cada combinación de negocios, las NIIF permiten valorar las participaciones no controladoras de la adquirida en la fecha de adquisición: i) a valor razonable; o ii) por la participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, siendo esta última la metodología que el Grupo ha aplicado de forma sistemática a sus combinaciones de negocios.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de períodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del período.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de la sociedad subsidiaria se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
4. Los cambios en la participación en la sociedad subsidiaria que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad subsidiaria. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
5. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas". El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

2.8. Moneda Funcional

La moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile es el Peso Chileno, por ser esta la moneda del entorno económico principal en que opera la compañía.

Toda la información presentada en Pesos Chilenos ha sido redondeada a la unidad de mil (M\$) o de millón (MM\$) más cercana, excepto cuando se indique de otra manera.

2.9. Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera

La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno, que no operan en economías hiperinflacionarias, se realiza del siguiente modo:

- a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
- b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio promedio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
- c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
- d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 25.2).

Los estados financieros de las subsidiarias cuya moneda funcional provenga de economías hiperinflacionarias se reexpresan primero por el efecto de la inflación, registrando cualquier ganancia o pérdida en la posición monetaria neta en resultados, para luego convertir todas las partidas (activos, pasivos, partidas de patrimonio, gastos e ingresos) al tipo de cambio de cierre correspondiente a la fecha de cierre del estado de situación financiera más reciente. Los cambios en la inversión neta de la Sociedad en la subsidiaria que opera en una economía hiperinflacionaria, derivados de aplicación del método de reexpresión/conversión, se registran de la siguiente manera: (i) el efecto de reexpresión por inflación se reconoce directamente en el Patrimonio neto, en la cuenta “Otras reservas”; y (ii) el efecto de conversión se reconoce en Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión, dentro de los Estados de resultados integrales consolidados: Otro resultado integral.

Hiperinflación Argentina

A contar de julio de 2018, la economía de Argentina es considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad N°29 - Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias. Esta determinación fue realizada en base a una serie de criterios cualitativos y cuantitativos, entre los cuales destaca la presencia de una tasa acumulada de inflación superior al 100% durante tres años.

De acuerdo a lo establecido en la NIC 29, los estados financieros consolidados de la sucursal argentina que posee el Grupo Enel Generación Chile, han sido reexpresados retrospectivamente aplicando un índice general de precios al costo histórico, con el fin de reflejar los cambios en el poder adquisitivo del peso argentino, a la fecha de cierre de los presentes estados financieros consolidados.

Los índices generales de precios utilizados al cierre de los períodos reportados son:

	Índice general de precios
Desde enero a diciembre 2020	36,13%
Desde enero a diciembre 2021	50,95%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados se detallan en la Nota 32.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los 12 meses. Por otra parte, se suspende la capitalización de intereses en los periodos que se haya interrumpido el desarrollo de actividades para un activo apto, si estos periodos se extienden en el tiempo. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 15.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. Los cambios en la medición de dicha provisión, que se deriven de modificaciones en el monto o calendario estimado de los desembolsos futuros requeridos para cancelar la obligación, o cambios en la tasa de descuento, se añaden o deducen del costo del activo según corresponda (ver Nota 23.b).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

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

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

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

La Sociedad, en base al resultado de las pruebas de deterioro explicado en la Nota 3.d, 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.

Adicionalmente, el Grupo reconoce activos por derecho de uso por arrendamiento correspondientes a propiedades, plantas y equipos, de acuerdo con los criterios detallados en la Nota 3.e.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos 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	6 – 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
Centrales de Ciclo combinado	10 – 25
Renovables	20
Instalaciones de Transporte de gas natural:	
Gasoductos	20

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida, excepto que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento.

Un elemento de propiedades, planta y equipo se da de baja cuando se enajene o disponga del mismo por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de 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) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora, medida por su participación proporcional en los activos netos identificables de la adquirida, sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la subsidiaria. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que, al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (ver Nota 3.d).

c) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los activos intangibles con vida útil indefinida ascienden a M\$ 4.139.814, relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

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

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

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

c.1) Gastos de investigación y desarrollo

Enel Generación Chile registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran.

c.2) 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.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro o un reverso de 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, entendiéndose como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

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

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

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

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la

Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGE 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. Al cierre de diciembre de 2021, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fue de 3,0%.

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuestos que recoge el costo de capital del negocio y del área geográfica en que se desarrolla. Para su cálculo se tiene en cuenta el costo actual del dinero y las primas de riesgo utilizadas de forma general entre los analistas para el negocio y zona geográfica.

Las tasas de descuento antes de impuestos son calculadas utilizando el método iterativo, mediante el cual se determina la tasa de descuento que asegura que el valor en uso calculado con los flujos de efectivo antes de impuestos es igual al calculado con los flujos de efectivo después de impuestos descontados con la tasa de descuento después de impuestos. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales aplicada al cierre de diciembre de 2021 fue de 7,7%.

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 período proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada del Grupo se tienen en cuenta las instalaciones existentes, así como los planes de incremento y cierre de capacidad. El plan de inversiones se actualiza de forma continua sobre la base de la evolución del negocio, de normativas de calidad de servicio que determina el regulador y de cambios en la estrategia de desarrollo de la actividad adoptada por la Administración. Se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación.
- Hidrología y ERNC: las proyecciones se realizan a partir de series históricas de las condiciones meteorológicas y proyectando, en base a éstas, un año medio.
- Costos de combustibles: para la estimación de los costos de combustibles se toman en consideración los contratos de suministro existentes y se realizan proyecciones a largo plazo de precios de petróleo, gas o carbón, basadas en mercados “forward” y estimaciones disponibles de analistas.
- Costos fijos: se proyectan considerando el nivel de actividad previsto, tanto en lo relativo a evolución de la plantilla (considerando ajustes salariales en línea con el IPC), como a otros costos de operación y mantenimiento, el nivel de inflación proyectado y los contratos de mantenimiento a largo plazo o de otro tipo existentes. También se consideran las eficiencias que el Grupo va adoptando en el tiempo, como por ejemplo aquellas que surgen de las iniciativas de digitalización de procesos internos.
- Se consideran siempre fuentes externas como forma de contrastar las hipótesis relacionadas con el entorno macroeconómico tales como la evolución de precios, crecimientos del PIB, demanda, inflación, tipos de interés y tipos de cambio, entre otras.

La experiencia pasada ha demostrado la fiabilidad de las proyecciones de la Compañía, lo que permite basar las hipótesis clave en la información histórica. Durante el ejercicio 2021, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar el test de deterioro al 31 de diciembre de 2020 no fueron significativas y los flujos de caja generados durante el ejercicio 2021 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho 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 consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación, a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en períodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y solo 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 períodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

e) Arrendamientos

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

e.1) Arrendatario

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

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

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

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento, descontados a la tasa incremental por préstamos de la Compañía, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no pudiera determinarse fácilmente. La tasa incremental por préstamos, es la tasa de interés que la compañía tendría que pagar por pedir prestado por un plazo similar, y con una seguridad semejante, los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al activo por derecho de uso en un entorno económico parecido. El Grupo determina su tasa incremental por préstamos utilizando datos observables (como tasas de interés de mercado) o realizando estimaciones específicas cuando no existen tasas observables disponibles (por ejemplo, para las subsidiarias que no realizan transacciones de financiamiento) o cuando deben ajustarse para reflejar los términos y condiciones del arrendamiento (por ejemplo, cuando los arrendamientos no están en la moneda funcional de la subsidiaria).

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

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

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

Los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento se presentan por separado de otros activos y pasivos respectivamente, en el estado de situación financiera consolidado.

e.2) Arrendador

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

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

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

f) 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.

f.1) Activos financieros no derivados

Enel Generación Chile clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 3.h) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (ver Nota 3.j), en tres categorías:

(i) Costo amortizado

Se incluyen en esta categoría aquellos activos financieros que cumplan las siguientes condiciones (i) el modelo de negocio que lo sustenta tiene como objetivo mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y, a su vez, (ii) las condiciones contractuales de los activos financieros dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que son solamente pagos de principal e intereses (criterio SPPI).

Los activos financieros que cumplen con las condiciones establecidas en NIIF 9, para ser valorizados al costo amortizado en el Grupo 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 consolidado 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 consolidado: 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 el resultado del período, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

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

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

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

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

f.2) Efectivo y equivalentes al efectivo

Bajo este rubro del estado de situación financiera consolidado 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.

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo de deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada del Grupo, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada 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, el Grupo aplica dos enfoques diferentes:

- **Enfoque general:** aplicado a activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, 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 consolidados 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, el Grupo 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 el Grupo, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de Enel Generación Chile y su subsidiaria.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo realiza principalmente una evaluación individual para la determinación de las pérdidas crediticias 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 Probabilidad de Default (PD) se obtiene principalmente de un proveedor externo, cuando es posible hacerlo, y la LGD a través de un modelo interno que considera la tasa de recuperación y otras características contractuales y financieras de las cuentas por cobrar. La pérdida crediticia esperada se obtiene multiplicando ambos factores por la EAD, que se define como la exposición contable en la fecha de reporte, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir por servicios prestados, neta de potenciales depósitos en efectivo obtenidos como garantías.

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

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

f.4) Pasivos financieros excepto derivados

Los pasivos financieros, con carácter general, se registran 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 (ver Nota 3.f.1).

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

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 que se incluye en la Nota 18, 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.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por Enel Generación Chile corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada “Coberturas de flujo de caja”. La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspaasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

La contabilidad de coberturas se discontinúa solo cuando la relación de cobertura (o una parte de la relación) deja de cumplir con los criterios requeridos, después de realizar cualquier reequilibrio de la relación de cobertura, si es aplicable. En caso de no ser posible continuar con la relación de cobertura, incluyendo cuando el instrumento de cobertura expira, se vende, resuelve o ejerce, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio a esa fecha permanece en el patrimonio hasta que la transacción proyectada afecte al estado de resultados. Cuando se espere que ya no se produzca una transacción proyectada la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio se transfiere inmediatamente al estado de resultados.

Como norma general, los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” se valorizan en el estado de situación financiera por su valor razonable en la fecha de cierre, registrando las diferencias de valor directamente en resultados, excepto cuando se den todas las condiciones que se mencionan a continuación:

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras de Enel Generación Chile justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección de Enel Generación Chile.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados Enel Generación Chile, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La Sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

Las transacciones en las que el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.f.1).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, solo cuando:

- existe un derecho en el momento actual, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

Estos derechos solo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

f.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose como tales las garantías concedidas por Enel Generación Chile y su subsidiaria a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones ver la Nota 3.l; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos (ver Nota 3.p).

g) Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibida para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagada para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

- **Nivel 1:** Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.
- **Nivel 2:** Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros y pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo “Bloomberg”.
- **Nivel 3:** Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable, el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía;
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo;
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 21.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total que representa la participación de Enel Generación Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con su subsidiaria, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte de Enel Generación Chile S.A. de reponer la situación patrimonial de la Sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

Los estados financieros de las asociadas o negocios conjuntos se preparan para el mismo período sobre el que informa el Grupo. Cuando es necesario, se realizan ajustes para alinear las políticas contables con las del Grupo.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores de deterioro.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden a Enel Generación Chile conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de Asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enel Generación Chile con cada una de estas entidades.

i) 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.

j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, plantas y equipos, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o
- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupos de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable, la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y deben haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan de venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por

los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios" y los respectivos pasivos en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios".

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y:

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad subsidiaria adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro "Patrimonio Total" del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período.

l) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo 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 consolidados, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor

del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

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

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

I.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares

Enel Generación Chile tiene contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación definida están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros consolidados, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones, son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

Enel Generación Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro resultado integral" netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

o) Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida 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.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en Subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen solo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales Enel Generación Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

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

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

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

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

p) 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.

El Grupo analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por el Grupo:

- Suministro de electricidad (venta y transporte): corresponde a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la Compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, Enel Generación Chile 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 con las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia, según se trate de clientes libres, clientes regulados 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 consolidados (ver Nota 2.3, Nota 26 y Anexo 4.2).
- Venta y transporte de gas: los ingresos se reconocen a lo largo del tiempo, en base a las entregas físicas efectivas de gas en el período de consumo, a los precios establecidos en los contratos respectivos.
- Otros servicios: principalmente construcción de obras y servicios de ingeniería y consultoría. Los clientes controlan los activos comprometidos a medida que se crean o se mejoran, por lo tanto, la Compañía reconoce estos ingresos a lo largo del tiempo en función del grado de avance, midiendo el progreso a través de métodos de producto (desempeño completado a la fecha, hitos alcanzados, etc.) o métodos de recursos (recursos consumidos, horas de mano de obra gastadas, etc.), según sea apropiado en cada caso.

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 éstas 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 independientes.

Enel Generación Chile 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, el Grupo 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.

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

q) **Ganancia (pérdida) por acción**

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si las hubiera.

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, atribuibles a la Sociedad Matriz, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el período, excluyendo el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si las hubiera.

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del período atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período más el número promedio ponderado de acciones ordinarias que se emitirían al convertir todas las acciones ordinarias potenciales con efectos dilusivos en acciones ordinarias, si existieran.

r) **Dividendos**

El artículo N°79 de la Ley 18.046 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, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Generación Chile, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y Otras cuentas por pagar” y 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 Total” 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 General Ordinaria de Accionistas.

s) **Estado de flujos de efectivo**

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, 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 tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, 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.

t) Criterios de segmentación

Para la identificación de los segmentos de operación sobre los que debe informarse, el Grupo tiene en consideración la manera en que se presentan regularmente los resultados de operación para la toma de decisiones por parte de la Administración y los criterios de agregación, de acuerdo con lo establecido en NIIF 8 "Segmentos de Operación".

El negocio principal de Enel Generación Chile es la generación y venta de energía Eléctrica. Este negocio es desarrollado a través de un conjunto de centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y eólicas, cuya gestión económica, así como la toma de decisiones de operación se realiza como una cartera de generación única. La política comercial se optimiza considerando el portfolio de todas las centrales de manera de maximizar el margen variable y minimizar la volatilidad del negocio (hidrología, demanda, precios de combustibles, etc.) y por lo tanto no hay una asignación de contratos por central.

Las centrales generadoras del Grupo Enel Generación Chile operan dentro del Sistema Eléctrico Nacional, en el cual la generación de cada una de las unidades generadoras está definida por el Coordinador Eléctrico Nacional. Por otra parte, consistentemente con su política comercial, Enel Generación Chile realiza ofertas para las licitaciones de suministro regulado considerando todos los activos de generación del país de manera conjunta, siendo indivisible los contratos por cada unidad de generación. En consecuencia, no es aplicable una segmentación geográfica.

De acuerdo a lo señalado, para efectos de la aplicación de la NIIF 8, se define como el único segmento operativo para Enel Generación Chile, a la totalidad del negocio descrito.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco Regulatorio

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Límites a la Integración y Concentración

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

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

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

a.1 Segmento de Generación

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

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

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

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

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

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

a.2 Segmento de Transmisión

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

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

a.3 Segmento de Distribución

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

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

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

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

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

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

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

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

b) Temas Regulatorios

Leyes 2019 - 2021

(i) Ley N°21.185 – Crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas

Con fecha 2 de noviembre de 2019 el Ministerio de Energía publica la Ley N°21.185 que crea un Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes sujetos a Regulación de Tarifas. Por medio de esta Ley, entre el 1 de julio de 2019 y el 31 de diciembre de 2020, los precios a traspasar a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán “Precio Estabilizado a Cliente Regulado” (PEC). Entre el 1 de enero 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo al Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado). Las diferencias de facturación que se produzcan generarán una cuenta por cobrar a favor de los generadores con un límite de MMUSD 1.350 hasta el 2023. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027. Las disposiciones técnicas de este mecanismo se encuentran establecidas en la Resolución Exenta N°72/2020, de la Comisión Nacional de Energía, y sus modificaciones.

(ii) Resolución Exenta CNE N°176 /2020 - Giro Exclusivo

Con fecha 9 de junio de 2020, se publicó en el Diario Oficial la Resolución Exenta CNE N°176 que determina el alcance de la obligación de Giro Exclusivo y Contabilidad separada, para la prestación del servicio público de distribución eléctrica en conformidad a lo establecido en la Ley N°21.194.

De acuerdo con esta Resolución y sus modificaciones las concesionarias de servicio público de distribución que operan en el Sistema Eléctrico Nacional deberán constituirse como sociedades de giro exclusivo de distribución y sólo podrán ejercer actividades económicas destinadas a prestar el servicio público de distribución, en conformidad con las exigencias que establezca la Ley y la normativa vigente. Las exigencias contenidas en la mencionada Resolución se aplicarán a contar del 1 de enero de 2021. Sin perjuicio de lo anterior, aquellas operaciones que por su naturaleza no puedan realizarse con anterioridad a esa fecha, deberán ser informadas justificadamente a la CNE, incluyendo un calendario de planificación, indicando los plazos de cumplimiento de las exigencias respectivas, que en ningún caso podrán exceder del 1 de enero de 2022.

(iii) Proyecto de Ley Portabilidad Eléctrica

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

(iv) Ley N°21.305- Sobre eficiencia energética

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

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

(v) Proyecto de Ley Sistemas de Almacenamientos y Electromovilidad

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

(vi) Proyecto de Ley Energías Renovables No Convencionales

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

(vii) Proyecto de Ley Hidrógeno Verde

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

Adicionalmente, el proyecto permitiría la utilización de otros gases como el biometano o el metano sintético, para cumplir con esa participación dentro de la mezcla con gas natural.

Reglamentos y Normas Técnicas Publicadas 2019 - 2021

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

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

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

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

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

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

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

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

c) Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

c.1 Licitaciones de suministro (PPA regulados)

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

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

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Efectivo en caja	8.281	7.987
Saldos en bancos	3.760.464	4.059.653
Depósitos a corto plazo	28.923	591.570
Total	3.797.668	4.659.210

Los depósitos a plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Moneda	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Pesos Chilenos	402.013	196.112
Pesos Argentinos	195.682	755.871
Euros	56.915	27.493
Dólares Estadounidenses	3.143.058	3.679.734
Total	3.797.668	4.659.210

c) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación:

En miles de pesos chilenos - M\$										
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2021	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros	Otros cambios	al 31.12.2021
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total					
Deuda Financiera Corriente	43.569.155	1.147.678.190	(1.181.414.818)	(56.615.771)	(90.352.399)	-	11.652.315	49.866.476	33.736.628	48.472.175
Deuda Financiera No Corriente	753.821.615	152.848.800	(1.585.766)	-	151.263.034	22.742.173	158.362.109	2.201.156	(34.541.228)	1.053.848.859
Pasivo por arrendamientos	11.265.987	-	(2.771.040)	(2.609)	(2.773.649)	-	1.705.660	369.391	(366.865)	10.200.524
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(16.490.690)	2.154.453	-	-	2.154.453	(3.199.941)	(18.126.146)	-	-	(35.662.324)
Total	792.166.067	1.302.681.443	(1.185.771.624)	(56.618.380)	60.291.439	19.542.232	153.593.938	52.437.023	(1.171.465)	1.076.859.234

En miles de pesos chilenos - M\$										
Pasivos que se originan de actividades de financiamiento	al 01.01.2020	Flujos de efectivo de financiamiento				Cambios en valor razonable	Diferencias de cambio	Costos financieros	Otros cambios	al 31.12.2020
		Provenientes	Utilizados	Intereses Pagados	Total					
Deuda Financiera Corriente	43.388.609	568.015.389	(600.255.668)	(57.699.106)	(89.939.385)	-	9.692.482	48.187.171	32.240.278	43.569.155
Deuda Financiera No Corriente	815.166.030	-	(915.667)	-	(915.667)	4.686.281	(34.032.366)	1.157.616	(32.240.279)	753.821.615
Pasivo por arrendamientos	14.309.824	-	(2.686.093)	(556.274)	(3.242.367)	-	(378.368)	558.427	(1.179)	11.265.987
Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	(4.862.949)	708.062	-	-	708.062	(4.578.826)	(7.756.977)	-	-	(16.490.690)
Total	868.001.514	568.723.451	(603.857.428)	(58.255.380)	(93.389.357)	107.455	(32.475.229)	49.903.214	(1.180)	792.166.067

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

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

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.513.005	970.987	35.662.324	16.422.733
Instrumentos derivados no cobertura	210.077	1.414.895	-	1.911.233
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	127.854	127.854	2.326.511	2.326.480
Activos financieros medidos a costo amortizado	38.343	37.043	-	-
Total	1.889.279	2.550.779	37.988.835	20.660.446

(*) Ver Nota 21.2.a.

7. OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

a) Otros activos no financieros

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

En miles de pesos chilenos - M\$				
Otros activos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
IVA crédito fiscal y otros impuestos	27.619.466	7.242.235	-	-
Gastos pagados por anticipados	16.367.364	396.317	-	-
Créditos derechos de agua	-	-	9.298.704	7.910.531
Repuestos con programación de consumo superior a 12 meses	-	-	7.392.047	7.543.841
Otros	552.399	426.682	257.379	257.379
Total	44.539.229	8.065.234	16.948.130	15.711.751

b) Otros pasivos no financieros

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

En miles de pesos chilenos - M\$				
Otros Pasivos no financieros	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
IVA débito fiscal y otros impuestos	4.318.525	14.221.501	-	-
Total	4.318.525	14.221.501	-	-

8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

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

En miles de pesos chilenos - M\$				
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	289.494.343	94.214.484	261.775.195	153.747.843
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	276.422.183	93.149.027	228.582.783	152.523.137
Otras cuentas por cobrar, bruto	13.072.160	1.065.457	33.192.412	1.224.706

En miles de pesos chilenos - M\$				
Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	286.661.860	94.147.994	258.985.038	153.634.511
Cuentas comerciales por cobrar, neto	273.589.700	93.082.537	225.792.626	152.409.805
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	13.072.160	1.065.457	33.192.412	1.224.706

(1) El detalle de otras cuentas por cobrar es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$				
Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos proveedores y acreedores	8.785.915	-	23.397.703	-
Cuentas por cobrar al personal	3.762.612	1.064.645	3.124.045	1.214.447
Registro de IVA (provisiones de facturas)	8.905	-	875.927	-
Recuperación Siniestros Tarapacá y Bocamina 1	-	-	5.360.345	-
Multa consignada en el tribunal Black out	80.337	-	-	-
Otros	434.391	812	434.392	10.259
Total	13.072.160	1.065.457	33.192.412	1.224.706

a.1) Disminución en cuentas por cobrar comerciales y otras por cobrar:

La principal baja al 31 de diciembre de 2021 se evidencia en las cuentas por cobrar comerciales de largo plazo, las cuales disminuyeron en M\$ 59.374.110 respecto al cierre de 2020. Esta variación, en lo fundamental, se explica porque durante el primer semestre de 2021 fueron realizadas Cesiones de derechos y venta de cuentas por cobrar a clientes por un monto total de M\$ 146.249.953 (ver sección a.2 de esta nota). Estas cesiones se relacionan con cuentas por cobrar que surgen de la aplicación de la Ley 21.185, que se describe a continuación:

Con fecha 2 de noviembre de 2019 se publicó la Ley N°21.185 del Ministerio de Energía, la cual 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 transferir a clientes regulados son los niveles de precios definidos para el primer semestre de 2019 (Decreto 20T/2018) y se denominarán "Precio Estabilizado a Cliente Regulado" (PEC).

Entre el 1 de enero de 2021 y hasta el término del mecanismo de estabilización, los precios serán aquellos definidos en las fijaciones semestrales a que se refiere el artículo 158 de la Ley Eléctrica, pero no podrán ser superior al PEC ajustado de acuerdo con el Índice de Precios al Consumidor a partir del 1 de enero de 2021 con base en la misma fecha (PEC ajustado).

Las diferencias que se produzcan entre la facturación aplicando el mecanismo de estabilización y la facturación teórica, considerando el precio que se hubiere aplicado de conformidad a las condiciones de los respectivos contratos con las empresas de Distribución de Energía Eléctrica, generarán una cuenta por cobrar a favor de las empresas de Generación de Energía Eléctrica con un límite de MMUS\$ 1.350 hasta el 2023. Todas las diferencias de facturación se controlarán en dólares estadounidenses y no devengarán remuneración financiera hasta el 31 de diciembre de 2025. El saldo debe ser recuperado a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

La aplicación de la mencionada Ley, origina un mayor rezago en la facturación y recaudación de las ventas, con el correspondiente impacto financiero y contable que la situación conlleva.

Con fecha 14 de septiembre de 2020, la Comisión Nacional de Energía publicó la Resolución N°340 Exenta, que modificó las disposiciones técnicas para la implementación de la Ley de Estabilización Tarifaria. Esta resolución aclaró que el pago a cada suministrador “deberá irse imputando al pago de Saldos de manera cronológica, pagándose de los Saldos más antiguos a los más nuevos” y no de manera ponderada sobre el total de Saldos pendientes de pago, como la Industria interpretaba hasta dicha fecha.

Además, esta resolución estableció que el pago de saldos se realizará con el dólar observado del sexto día hábil siguiente al día de publicación del Cuadro de Pago de Saldos del Coordinador, en reemplazo del dólar promedio del mes de facturación, como estaba establecido hasta ese momento.

Como resultado de las situaciones antes expuestas, se resumen los efectos contables registrados por el Grupo:

- Clasificación como no corrientes cuentas comerciales por cobrar por M\$ 93.149.027 al 31 de diciembre de 2021 (M\$ 152.523.137 al 31 de diciembre de 2020).
- **Menores ingresos por ventas de energía** M\$ 8.479.939 al 31 de diciembre de 2021 (M\$ 8.629.066 al 31 de diciembre de 2020).
- **Mayores ingresos financieros** por M\$ 2.541.286 al 31 de diciembre de 2021 (M\$ 10.586.478 al 31 de diciembre de 2020) (ver Nota 32).
- **Mayores costos financieros** por M\$ 2.442.010 al 31 de diciembre de 2021 (M\$ 0 al 31 de diciembre de 2020) (ver Nota 32).
- **Utilidad/(pérdida) por diferencias de cambio** por \$ 30.103.633 al 31 de diciembre de 2021 (M\$ (23.891.326) al 31 de diciembre de 2020), por la dolarización de las cuentas por cobrar pendientes de facturación (ver Nota 32).

Los conceptos antes indicados, tanto comerciales como no comerciales, si bien son incluidos en el modelo de determinación de pérdidas por deterioro (ver Nota 3.f.3), no tienen mayor impacto al 31 de diciembre de 2021 y 2020, debido a la naturaleza de estas partidas: facturas pendientes de emitir, facturas pendientes de vencer o facturas vencidas dentro de los rangos normales del negocio.

a.2) Cesión de derechos y venta de cuentas por cobrar a clientes

Con fecha 20 de enero de 2021, Enel Generación Chile suscribió el documento denominado Joinder en virtud del cual se hicieron parte del instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Commitment and Engagement Letter, de fecha 31 de diciembre de 2020, celebrado, por, entre otros, Goldman Sachs & Co. LLC y Goldman Sachs Lending Partners LLC. Posteriormente, con fecha 29 de enero de 2021, Enel Generación Chile suscribió un instrumento con el Inter-American Investment Corporation sujeto a legislación extranjera denominado Commitment Agreement. Ambos instrumentos tienen por objeto regular los términos y condiciones para la venta y cesión por parte de Enel Generación Chile de saldos generados en su favor (los “Saldos”), por aplicación del mecanismo transitorio de estabilización de precios de la energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifas establecido por la Ley N° 21.185.

Las cesiones de Saldos podrán ser efectuadas por Enel Generación Chile, de tiempo en tiempo, y sujeto al cumplimiento de diversas condiciones, a una entidad no relacionada, y especialmente constituida al efecto, denominada Chile Electricity PEC SpA, conforme a los términos y condiciones que se establecieron en el instrumento sujeto a legislación extranjera denominado Sale and Purchase Agreement que celebró Enel Generación Chile con Chile Electricity PEC SpA. Se espera que el valor nominal total de Saldos sea de hasta US\$ 268 millones, aproximadamente.

Adicionalmente, también con fecha 29 de enero de 2021, Enel Generación Chile suscribió un acuerdo con Chile Electricity PEC SpA sujeto a legislación extranjera denominado Sale and Purchase Agreement (el "Acuerdo de Venta") para la venta y cesión de Saldos. En virtud de este Acuerdo de Venta, Enel Generación Chile se comprometió a vender y ceder a Chile Electricity PEC dos grupos de Saldos, por un valor nominal de US\$ 158,9 millones (M\$ 115.867.879). La venta y cesión de estos grupos de Saldos se enmarca dentro de los términos y condiciones pactados en el Commitment and Engagement Letter y en el Commitment Agreement, ambos descritos en los párrafos precedentes. Las ventas y cesiones de estos grupos de saldos se perfeccionaron el día 8 de febrero de 2021 y el 31 de marzo de 2021.

Con fecha 21 de junio de 2021, Enel Generación Chile y ciertas entidades Allianz, entre otros, celebraron un Fee Letter, en que se detalló, entre otras materias, los compromisos asumidos por las entidades Allianz para proveer financiamiento a Chile Electricity PEC SpA, así como las modificaciones a los mismos. También con fecha 21 de junio de 2021, Enel Generación Chile, junto con Chile Electricity PEC SpA, celebraron modificaciones a los respectivos Sale and Purchase Agreements anteriormente referidos, para, entre otras cosas, regular los términos y condiciones de futuras ventas de Saldos que Enel Generación Chile pueden decidir efectuar.

Finalmente, con fecha 30 de junio de 2021, Enel Generación Chile vendió y cedió a Chile Electricity PEC SpA Saldos por un valor nominal de US\$ 41,7 millones (M\$ 30.382.074).

Producto de esta transacción, Enel Generación Chile reconoció durante 2021 un costo financiero de US\$ 53,8 millones (M\$ 38.532.169) (ver Nota 32).

Como se indicó anteriormente, Enel Generación Chile puede seguir realizando, de tiempo en tiempo, nuevas ventas de Saldos. La concreción o no de las referidas ventas, dependerá del análisis y evaluación que la Administración realice de las necesidades de caja y condiciones de mercado imperantes en cada oportunidad.

a.3) Compra de cartera de clientes libres a Enel Distribución S.A.

Con fecha 4 de enero de 2021, la Compañía adquirió el derecho de comercialización de contratos de compra y venta de energía y potencia para suministro de clientes libres, de la sociedad relacionada Enel Distribución Chile S.A. El valor de la transacción fue de M\$ 21.478.199, que se compone de (i) el valor de las cuentas por cobrar, correspondiente a cartera al 31 de diciembre de 2020 de los contratos de clientes cedidos, por un monto de M\$ 13.104.365 (el equivalente de MUS\$ 8.378), los cuales fueron reconocidos como activos financieros, y (ii) el valor de los derechos correspondientes a los flujos descontados del portfolio de contratos de compra y venta de energía a clientes libres, por un valor de M\$ 8.373.834 (el equivalente de MUS\$ 11.601), el cual fue considerado como transacción entre partes relacionadas bajo control común, por lo que el importe correspondiente a estos derechos se presentan en el rubro otras reservas varias (ver Nota 25.6).

a.4) Otros

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 9.1.

- b) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Con antigüedad menor de tres meses	59.548.090	19.725.881
Con antigüedad entre tres y seis meses	2.236.825	656.996
Con antigüedad entre seis y doce meses	5.378.487	1.190.488
Con antigüedad mayor a doce meses	8.084.806	5.844.735
Total	75.248.208	27.418.100

- c) Los movimientos en las pérdidas por deterioro de cuentas comerciales (determinadas de acuerdo con Nota 3.f.3), fueron las siguientes:

En 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 2020	2.900.602
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	226.182
Montos castigados	(223.296)
Otros movimientos	1
Saldo al 31 de diciembre de 2020	2.903.489
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	697.402
Montos castigados	(725.271)
Otros movimientos	23.353
Saldo al 31 de diciembre de 2021	2.898.973

(*) Ver Nota 29

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

- d) Información adicional:
- Información adicional estadística requerida por oficio circular N°715, de la Comisión para el Mercado Financiero, de fecha 3 de febrero de 2012 (taxonomía XBRL). Ver Anexo N°4.
 - Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver Anexo 4.1.

9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Las transacciones con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con la sociedad subsidiaria han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2021 y 2020 son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

En miles de pesos chilenos - M\$										Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020			
76.201.136-0	Energía y Servicios South America S.p.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	90.898	85.382	-	-			
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	46.936	-	-			
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	26.847	-	-			
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	182.206	178.099	-	-			
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	858	-	-	-			
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	4.420.041	2.675.222	-	-			
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	343.417	248.753	-	-			
76.418.940-K	Gri Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	15.677.431	20.067.363	-	-			
76.418.940-K	Gri Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Más de 90 días	Asociada	US\$	Chile	-	-	6.348.001	48.358.914			
76.418.940-K	Gri Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	-	616.697	-	-			
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	39.229	649.667	-	-			
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Contrato de Caja Centralizada	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	80.848.138	80.781.392	-	-			
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	-	320.434	-	-			
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Prestamos	Menos de 90 días	Matriz	US\$	Chile	368.940	-	-	-			
76.924.079-9	Enel X Chile S.p.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	33.845	28.295	-	-			
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	302.688	-	-	-			
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	10.224	-	-	-			
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	57.633	103.259	-	-			
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	120.367	11.536	-	-			
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	207.288	251.470	-	-			
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Venta de Energía	Más de 90 días	Matriz Común	US\$	Chile	-	-	140.146.748	91.578.200			
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	31.285.954	22.281.203	-	-			
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Reembolsos gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	326.011	99.664	-	-			
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	28.831	-	-			
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	289.940	199.567	-	-			
Extranjera	Chinango	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	18.269	70.925	-	-			
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Colombia	223.213	198.066	-	-			
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Colombia	140.226	164.018	-	-			
Extranjera	Endesa España S.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	16.449	15.032	-	-			
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	50.844	42.794	-	-			
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	14.980	-	-	-			
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	70.707	59.512	-	-			
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Argentina	184.990	155.722	-	-			
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Argentina	14.203	11.954	-	-			
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	843.705	1.034.844	-	-			
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	331.985	228.976	-	-			
Extranjera	Enel Generación Plura S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	77.487	55.897	-	-			
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	1.223.525	753.544	-	-			
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Italia	21.198.832	22.048.245	-	-			
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	477.950	216.185	-	-			
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Brasil	-	6.717	-	-			
Extranjera	Enel Green Power Colombia	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Colombia	-	82.102	-	-			
Extranjera	Enel Green Power Morocco, S.A.R.L.A.U.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Marruecos	377.889	252.803	-	-			
Extranjera	Enel Green Power Perú	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	258.537	210.650	-	-			
Extranjera	Enel Green Power Spa Glo	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	126.210	170.756	-	-			
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	127.488	9.363	-	-			
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	230.049	60.644	-	-			
Extranjera	Enel S.P.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	472.306	228.659	-	-			
Extranjera	Energetica Monzon	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	258.017	217.165	-	-			
Extranjera	Proyectos y Soluciones Renovables S.A.C.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Perú	149.270	96.263	-	-			
Extranjera	Renovable Guatemala S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Guatemala	-	1.089	-	-			
Total							161.492.247	155.062.582	146.494.749	139.937.114			

(*) Las cuentas por cobrar no corrientes con Enel Distribución Chile, corresponden a la aplicación del Mecanismo Transitorio de Estabilización de Precios de la Energía Eléctrica para Clientes Sujetos a Regulación de Tarifas (ver Nota 8.a).

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

En miles de pesos chilenos - M\$

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
							al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	7.948	26.263	-	-
76.201.136-0	Energía y Servicios South America S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	50.677	-	-	-
76.201.136-0	Energía y Servicios South America S.p.A.	Reembolso gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	77.643	77.643	-	-
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	4.551.112	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	31.994.116	14.940.423	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	232.779	-	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	457.219	363.735	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Reembolso gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	780.930	478.204	-	-
76.418.940-K	Gri Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada	US\$	Chile	6.484.164	14.650.079	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	32.538.248	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	4.395.280	1.825.314	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	266.575	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Contrato de Caja Centralizada	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	115.885	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Reembolso gastos	Menos de 90 días	Matriz	CLP	Chile	-	459.779	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Prestamos	Menos de 90 días	Matriz	US\$	Chile	266.964	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Prestamos	Más de 90 días	Matriz	US\$	Chile	-	-	152.044.200	-
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	31.709	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	20.159	-	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.p.A.	Reembolso gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	1.067	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica De Quillota Ltda.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Negocio Conjunto	CLP	Chile	-	13.887	-	-
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	8.939	-	-	-
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	1.854.161	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	215.407	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Reembolso gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	-	65.353	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	25	11.540	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	842.911	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Peajes de Electricidad	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	3.522.598	347.429	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Reembolso gastos	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	565.342	112.531	-	-
96.971.330-6	Geotérmica del Norte S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común	CLP	Chile	2.150	8.021	-	-
Extranjera	Cesi S.P.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	316.622	247.773	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	-	190.878	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	-	25.643	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Carbón	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	501.677	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Compra materiales	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Argentina	1.331.437	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	-	83.904	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	3.030.943	2.125.349	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	203.833	-	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	5.977.965	4.782.053	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	1.252.569	947.100	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Italia	36.208.560	2.405.919	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	303.992	-	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	7.562.517	5.042.033	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	356.568	201.070	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa Glo	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	217.547	93.930	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa Glo	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	7.327.161	4.075.466	-	-
Extranjera	Enel Green Power Spa Glo	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	1.454.588	546.217	-	-
Extranjera	Enel Iberia SRL	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	130.832	96.784	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	664.568	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	1.880.143	1.999.721	-	-
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	1.033.214	1.395.436	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Servicios Informáticos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	314.187	117.685	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Servicios Técnicos	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	3.737.798	1.535.786	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Servicios personal expatriado	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	Italia	92.855	268.307	-	-
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común	US\$	Argentina	17.847	13.574	-	-
Extranjera	Tecnatom S.A.	Servicios de Ingeniería	Menos de 90 días	Matriz Común	EUR	España	33.386	73.840	-	-
Total							158.650.929	64.232.557	152.044.200	-

c) Transacciones significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables, son los siguientes:

R.U.T.		Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción	Descripción de la transacción	al 31.12.2021	al 31.12.2020
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		-	(2.913.280)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		-	3.936
76.052.206-6	Parque Eólico Valle De Los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		-	14.290
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		(804.123)	(418.542)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		23.613	19.678
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		5	1.187
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		-	(17.124.321)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		-	30.865
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		-	19.586
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		-	(21.251.320)
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		-	118.906
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		-	221.620
76.418.940-K	Gñi Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas		(314.415.258)	(164.410.577)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Gastos Financieros		(2.347.225)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Ingresos Financieros		333.463	415.229
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios Informáticos		(426.915)	(810.331)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios Prestados		2.168.177	2.021.567
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz	Servicios Recibidos		(13.809.575)	(14.364.587)
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		(4.803)	-
76.722.488-5	Empresa De Transmisión Chena S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad		(107.683)	92.090
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica De Quillota Ltda.	Chile	Matriz Común	Ingresos Financieros		105	-
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad		(8.968.946)	-
77.282.311-8	Enel Transmisión Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		90.285	-
94.271.000-3	Enel Americas S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		238.202	-
94.271.000-3	Enel Americas S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		-	219.406
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		-	(8.714.581)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad		-	(21.105)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		-	76.234
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		-	74.322
96.783.910-8	Empresa Eléctrica De Colina Ltda.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad		-	19.238
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Gastos Financieros		(2.442.010)	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Ingresos Financieros		1.985.777	4.110.743
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad		(10.641.816)	6.580.423
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		1.635.277	1.613.895
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		293.494.738	351.034.684
96.920.110-0	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		(254.578.521)	(154.782.894)
96.920.110-0	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad		(53.346)	-
96.920.110-0	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		2.891.867	2.274.259
96.920.110-0	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Prestados		870.201	463.161
96.920.110-0	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios Recibidos		(278.780)	(232.316)
96.920.110-0	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		17.240.641	7.038
96.971.330-6	Geotérmica Del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	Compra de Energía		(440.637)	(22.059)
96.971.330-6	Geotérmica Del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		97.388	238.706
96.971.330-6	Geotérmica Del Norte S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía		8.276	72.103
Extranjera	Cesi S.P.A.	Italia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		(37.997)	(156.239)
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		-	76.687
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		303.997	390.530
Extranjera	Enel Brasil	Brasil	Matriz Común	Servicios Prestados		6.205	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A.	Argentina	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		-	126.983
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		174.699	700.030
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		12.983	(2.249)
Extranjera	Enel Global Services	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos		-	542.637
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		(202.833)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos		(529.677)	(908.241)
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos		(412.303)	(3.360.571)
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Consumo de Gas		(2.618.484)	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities		35.815.215	(37.771.702)
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos		(240.641)	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos		(2.227.748)	(2.183.183)
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Brasil	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		-	11.164
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda.	Brasil	Matriz Común	Servicios Prestados		10	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia Sas	Colombia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		(82.102)	82.102
Extranjera	Enel Green Power Perú	Perú	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		40	(92.048)
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		38.265	(803.446)
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos		(107.356)	(290)
Extranjera	Enel Green Power S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos		(3.211.397)	(4.674.436)
Extranjera	Enel Italia Servizi Srl	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos		-	938.076
Extranjera	Enel Produzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		-	(1.679)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Informáticos		(191.794)	(73.911)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos		(2.064.182)	(1.539.887)
Extranjera	Energética Monzon	Perú	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		-	262.483
Extranjera	Renovable Guatemala Central	Guatemala	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		(1.089)	1.089
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Colombia	Matriz Común	Servicios de Ingeniería		-	5.177
Total						(263.818.212)	(63.756.671)

d) Transacciones significativas

(i) Enel Chile S.A. presta servicios administrativos, entre otros, a Enel Generación Chile S.A. y otras subsidiarias del Grupo Enel Chile, 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 su subsidiaria o consolida los excedentes de caja de éstas. Estas cuentas pueden tener un saldo deudor o acreedor y son de corto plazo prepagables, cuya tasa de interés es variable y representa las condiciones de mercado. Para reflejar dichas condiciones de mercado, las tasas de interés se revisan periódicamente a través de un procedimiento de actualización aprobado por los Directorios de las empresas involucradas. Anterior a la entrada en vigencia del Contrato de Caja Centralizada, Enel Chile y Enel Generación Chile S.A. tenían un Contrato de Cuenta Corriente Mercantil, mediante el cual podían transferirse fondos intercompañía mutuamente.

(ii) Al 31 de diciembre de 2021, Enel Generación Chile S.A. presenta fondos transferidos, producto de los excedentes de caja traspasados a Enel Chile S.A. durante el presente período, mediante el Contrato de Caja Centralizada, por M\$ 984.862.787 (M\$ 1.252.698.068 al 31 de diciembre de 2020), y presenta cobros de fondos transferidos a Enel Chile S.A. por M\$ 984.669.979 (M\$ 1.368.612.694 al 31 de diciembre 2020). Esta transacción devengó intereses a una tasa TAB - 0,18% anual (TAB + 0,03% anual al 31 de diciembre de 2020).

(iii) Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2021, Enel Generación Chile S.A. presenta fondos recibidos, producto de los excedentes de caja traspasados desde Enel Chile S.A. durante el presente período, mediante el Contrato de Caja Centralizada, por M\$ 1.147.678.190 (M\$ 568.015.389 al 31 de diciembre de 2020), y presenta pagos de los fondos recibidos desde Enel Chile S.A. por M\$ 1.147.678.190 (M\$ 568.015.389 al 31 de diciembre de 2020). Esta transacción devengó intereses a una tasa TAB + 1,44% anual (TAB + 1,21% anual al 31 de diciembre de 2020).

- (iv) El 10 de diciembre de 2021, en base a la autorización del Directorio otorgada con fecha 26 de noviembre de 2021, Enel Chile S.A. otorgó un crédito estructurado a Enel Generación Chile S.A. por US\$180 millones, con una tasa del 3,01% anual, pago de intereses semestrales y vencimiento el 10 de diciembre de 2026.

9.2. Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Generación Chile es administrada por un Directorio compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de abril de 2021. En sesión de Directorio celebrada con fecha 27 de abril de 2021 fueron elegidos como Presidente del Directorio y de la Sociedad al señor Giuseppe Conti y como Secretario del Directorio al señor Ignacio Quiñones Sotomayor.

Miembros del Directorio:

- Giuseppe Conti
- Fabrizio Barderi
- Maria Teresa Vial Alamos
- Maria Antonietta Giannelli
- Julio Pellegrini Vial

a) 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 y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de Accionistas del 27 de abril de 2021.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 150 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 70 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, con un máximo de quince sesiones anuales remuneradas.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director.

En el evento que un Director de Enel Generación Chile tenga participación en más de un Directorio de subsidiarias y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas, nacionales o extranjeras, en las cuales el grupo empresarial ostente directa o indirectamente, alguna participación, solo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Generación Chile y/o de sus subsidiarias o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, coligadas o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Generación Chile.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Generación Chile S.A. al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$

						al 31.12.2021
Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Enel Generación Chile	Directorio de Subsidiarias	Comité de Directores	
Giuseppe Conti	Presidente	01/01/21 al 31/12/21	-	-	-	
Maria Soledad Arellano Schimdt (1)	Directora	01/01/21 al 12/03/21	14.407	-	-	
Julio Pellegrini Vial	Director	01/01/21 al 31/12/21	91.204	-	-	
Maria Teresa Vial Alamos	Directora	27/04/21 al 31/12/21	74.171	-	-	
Fabrizio Barderi	Director	01/01/21 al 31/12/21	-	-	-	
Cristiano Bussi (2)	Director	01/01/21 al 25/03/21	-	-	-	
Maria Antonietta Giannelli	Directora	27/04/21 al 31/12/21	-	-	-	
TOTAL			179.782	-	-	

En miles de pesos chilenos - M\$

						al 31.12.2020
Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Enel Generación Chile	Directorio de Subsidiarias	Comité de Directores	
Giuseppe Conti	Presidente	01/01/20 al 31/12/20	-	-	-	
Maria Soledad Arellano Schimdt	Directora	01/01/20 al 31/12/20	79.477	-	-	
Julio Pellegrini Vial	Director	01/01/20 al 31/12/20	79.477	-	-	
Fabrizio Barderi	Director	01/01/20 al 31/12/20	-	-	-	
Cristiano Bussi	Director	01/01/20 al 31/12/20	-	-	-	
TOTAL			158.954	-	-	

- (1) La Sra. María Arellano Schimdt presentó su renuncia al Directorio con fecha 12 de marzo de 2021.
 (2) El Sr. Cristiano Bussi presentó su renuncia al Directorio con fecha 25 de marzo de 2021.

c) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3. Personal clave de la gerencia

El personal clave de Enel Generación Chile al 31 de diciembre de 2021 está compuesto por las siguientes personas:

Personal clave de la gerencia		
Rut	Nombre	Cargo
24.789.926-K	James Lee Stancampiano (1)	Gerente General
0-E (Extranjero)	Conticelli Simone (2)	Gerente de Administración, Finanzas y Control
11.932.363-0	Pablo Antonio Arnes Poggi (3)	Gerente Recursos Humanos y Organización
11.629.179-7	Humberto Espejo Paluz (4)	Gerente de Trading y Comercialización
15.041.230-7	Alfredo Hott Riquelme (4)	Gerente de Trading y Comercialización
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal

- (1) El Sr. James Lee Stancampiano asumió como Gerente General y Gerente de Desarrollo y Regulación Interino el 1 de enero de 2021, en reemplazo del Sr. Michele Siciliano quien se desempeñó hasta el 31 de diciembre de 2020.
 (2) El Sr. Simone Conticelli asumió como Gerente de Administración, Finanzas y Control el 1 de mayo de 2020, en reemplazo del Sr. Raúl Arteaga y la Sra. Viviana Meneses.
 (3) El Sr. Pablo Arnes Poggi asumió como Gerente de Recursos humanos y Organización el 1 de julio de 2020, en reemplazo de la Sra. María Paulina Guglielmi.
 (4) El señor Humberto Espejo Paluz, presentó su renuncia a la Empresa con fecha 19 de septiembre de 2021. A contar del 1 de octubre de 2021 se designa al señor Alfredo Hott Riquelme, en reemplazo del señor Humberto Espejo Paluz.

9.4. Retribución y planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Generación Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la Compañía. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$		
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Remuneración	1.377.686	1.441.551
Beneficios a corto plazo para los empleados	200.324	331.168
Otros beneficios a largo plazo	142.655	96.445
Total	1.720.665	1.869.164

a) **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.

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

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Generación Chile para el Directorio y personal clave de la gerencia.

10. INVENTARIOS

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Inventarios	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Suministros para la producción	6.130.065	5.207.471
Gas	2.764.539	2.280.334
Petróleo	3.365.526	2.927.137
Repuestos y otros insumos	7.500.976	6.496.783
Total	13.631.041	11.704.254

No existen Inventarios en Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2021, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustibles ascienden a M\$ 374.747.647 (M\$ 231.176.490 al 31 de diciembre de 2020) (ver Nota 27).

Al cierre del ejercicio 2021, se registraron ajustes por deterioro a las existencias de carbón y petróleo diésel por M\$ 46.572.145 y M\$ 21.574.783, respectivamente, relacionados con la discontinuidad de la central Bocamina II (ver Nota 27).

Al 31 de diciembre de 2021, en el rubro "Otros activos no financieros no corrientes" se presenta un saldo de M\$ 16.948.130 (M\$ 15.711.751 al 31 diciembre de 2020), de los cuales M\$ 7.392.047 corresponden a repuestos y materiales que serán utilizados en un horizonte superior a doce meses (M\$ 7.543.841 al 31 diciembre de 2020) (ver Nota 7.a).

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Activos por impuestos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Pagos provisionales mensuales	33.977.795	24.603.738
Créditos por gastos de capacitación	183.713	177.520
Total	34.161.508	24.781.258

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Pasivos por Impuestos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Impuesto a la renta	-	63.285.623
Total	-	63.285.623

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

12.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

a) A continuación, se presenta un detalle de las sociedades participadas por el grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2021	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	al 31.12.2021
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.729.383	3.620.701	(381.860)	738.412	-	5.706.636
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	7.451.193	(292.529)	(5.360.886)	-	(1.797.778)	-
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,08%	370.563	(108.016)	(66.360)	(5.705)	196.653	387.135
TOTAL						9.551.139	3.220.156	(5.809.106)	732.707	(1.601.125)	6.093.771

En miles de pesos chilenos - M\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2020	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otros incrementos (decrementos)	al 31.12.2020
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.410.206	1.127.312	(686.058)	(122.077)	-	1.729.383
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.099.228	1.351.965	-	-	-	7.451.193
76.014.570-K	Enel Argentina S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,08%	401.908	15.333	-	(130.962)	84.284	370.563
TOTAL						7.911.342	2.494.610	(686.058)	(253.039)	84.284	9.551.139

12.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación, se detalla información financiera 31 de diciembre de 2021 y 2020 de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

En miles de pesos chilenos - M\$

31 de diciembre de 2021										
Inversiones con influencia significativa	% Participación		Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
	Directo / Indirecto	Activo corriente								
GNL Chile S.A.	33,33%	135.535.995	1.551.052.079	204.485.489	1.464.982.676	1.025.300.274	(1.014.438.171)	10.862.103	2.215.243	13.077.346

En miles de pesos chilenos - M\$

31 de diciembre de 2020										
Inversiones con influencia significativa	% Participación		Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganancia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado integral
	Directo / Indirecto	Activo corriente								
GNL Chile S.A.	33,33%	57.032.080	1.433.019.578	117.974.825	1.366.886.682	553.286.674	(549.906.739)	3.381.935	(366.207)	3.015.728

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

En el Anexo N°2 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestra sociedad asociada, así como también el porcentaje de participación.

12.3. Negocios Conjuntos

A continuación, se incluye información al 31 de diciembre de 2021 y 2020 de los estados de situación financiera y estados de resultados del negocio conjunto relacionado con Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

En miles de pesos chilenos - M\$

% Participación	50% (1)		50,0%	
	al 30.12.2021		al 31.12.2020	
	M\$		M\$	
Total de Activos corrientes	-	7.157.805	-	10.068.936
Total de Activos no corrientes	-	-	-	-
Total de Pasivos corrientes	-	806.841	-	-
Total de Pasivos no corrientes	-	1.517.515	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	4.261.166	-	-
Ingresos de actividades ordinarias	896.616	4.643.283	896.616	4.643.283
Gasto por depreciación y amortización	(824.314)	(782.799)	(824.314)	(782.799)
Otros gastos fijos de explotación	(239.154)	(268.806)	(239.154)	(268.806)
Ingresos procedentes de intereses	61.769	29.103	61.769	29.103
Otras Ganancias	25.735	4.188	25.735	4.188
Gasto por impuestos a las ganancias	(505.710)	(921.039)	(505.710)	(921.039)
Ganancia (pérdida)	(585.058)	2.703.930	(585.058)	2.703.930
Resultado integral	(585.058)	2.703.930	(585.058)	2.703.930

(1) Con fecha 30 de diciembre de 2021 fue realizada la venta de negocio conjunto con Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda., de cual se mantenía el 50% de propiedad (Anexo N° 2) obteniendo una utilidad en venta de M\$ 9.968.845 (ver nota 31).

12.4. Restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	63.086.073	63.051.485
Servidumbre y Derechos de Agua	4.630.344	4.630.344
Programas Informáticos	55.292.806	56.765.797
Otros Activos Intangibles Identificables	3.162.923	1.655.344
Clases de Amortización y Deterioro de Valor, Activos Intangibles		
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables	(35.825.162)	(31.560.796)
Servidumbre y Derechos de Agua	(490.530)	(490.530)
Programas Informáticos	(32.472.701)	(29.867.271)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.861.931)	(1.202.995)
Clases de Activos Intangibles, Netos		
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
	M\$	M\$
Activos Intangibles Identificables, Neto	27.260.911	31.490.689
Servidumbre y Derechos de Agua	4.139.814	4.139.814
Programas Informáticos	22.820.105	26.898.526
Otros Activos Intangibles Identificables	300.992	452.349

La composición y movimientos del activo intangible distintos de la plusvalía durante el período terminado al 31 de diciembre de 2021 y 2020 son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$				
Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	4.139.814	26.898.526	452.349	31.490.689
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	82.004	-	82.004
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	(1)	(151.617)	(151.618)
Amortización (1)	-	(4.160.424)	-	(4.160.424)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	260	260
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	(4.078.421)	(151.357)	(4.229.778)
Saldo final al 31.12.2021	4.139.814	22.820.105	300.992	27.260.911

En miles de pesos chilenos - M\$				
Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbres y Derechos de agua	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	5.756.396	24.184.746	452.495	30.393.637
Movimientos en activos intangibles identificables				
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	7.771.320	-	7.771.320
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	-	-	(288)	(288)
Amortización (1)	-	(3.500.411)	-	(3.500.411)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	(1.557.129)	-	(1.557.129)
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	(1.557.129)	-	(1.557.129)
Disposiciones y retiros de servicio	(1.616.582)	-	-	(1.616.582)
Disposiciones	(1.616.582)	-	-	(1.616.582)
Efectos Hiperinflación Argentina	-	-	142	142
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.616.582)	2.713.780	(146)	1.097.052
Saldo final al 31.12.2020	4.139.814	26.898.526	452.349	31.490.689

(1) Ver Nota 29

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la Sociedad posee activos intangibles de vida útil indefinida, que representan montos significativos, que ascienden a M\$ 4.139.814 para ambos ejercicios y están relacionados fundamentalmente con servidumbres y derechos de agua.

No existen pérdidas por deterioro reconocidas al 31 de diciembre de 2021 y 2020. De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 (ver Nota 3.c).

14. PLUSVALÍA

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Final al 31.12.2021	Saldo Final al 31.12.2020
Enel Generación Chile S.A.	Generación Chile	24.860.356	24.860.356
Total		24.860.356	24.860.356

El origen de las plusvalías se explica como resultado de la adquisición de las siguientes entidades, posteriormente fusionadas directa o indirectamente en Gas Atacama Chile S.A. (actualmente fusionada en Enel Generación Chile):

- Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC).
- Con fecha 11 de agosto de 2005, Enel Generación Chile S.A. compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A.
- Posteriormente, Empresa Eléctrica Pangué S.A. y la sociedad San Isidro S.A. fueron fusionadas con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.
- Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.
- Con fecha 1 de octubre de 2016, Inversiones Gas Atacama Holding Ltda., fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. siendo esta última la sociedad continuadora.
- Con fecha 1 de noviembre de 2016, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., fue fusionada con Gas Atacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Enel Generación Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2021 y 2020 (ver Nota 3.b).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	2.237.413.959	2.119.688.442
Construcción en Curso	947.917.663	778.469.881
Terrenos	62.293.601	62.043.019
Edificios	46.034.522	40.276.471
Plantas y Equipos	1.141.625.902	1.208.465.629
Instalaciones Fijas y Accesorios	39.542.271	30.433.442

En miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	5.992.672.859	5.791.179.263
Construcción en Curso	947.917.663	778.469.881
Terrenos	62.293.601	62.043.019
Edificios	62.496.552	56.029.980
Plantas y Equipos	4.808.608.764	4.796.335.670
Instalaciones Fijas y Accesorios	111.356.279	98.300.713

En miles de pesos chilenos - M\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.755.258.900)	(3.671.490.821)
Edificios	(16.462.030)	(15.753.509)
Plantas y Equipos	(3.666.982.862)	(3.587.870.041)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(71.814.008)	(67.867.271)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021 y 2020 han sido los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos año 2021	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2021	778.469.881	62.043.019	40.276.471	1.208.465.629	30.433.442	2.119.688.442
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	209.227.958	-	26.608	250.554	-	209.505.120
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	289.562	(2.480)	(3.873)	43.521	64.866	391.596
Depreciación (*)	-	-	(645.801)	(62.920.373)	(3.360.016)	(66.926.190)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	(28.773.083)	-	-	-	-	(28.773.083)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(31.742.965)	188.336	6.281.601	13.106.911	12.166.117	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en curso	(31.742.965)	188.336	6.281.601	13.106.911	12.166.117	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(114.367)	-	(114.367)
Disposiciones	-	-	-	(114.367)	-	(114.367)
Retiros	-	-	-	-	-	-
Efecto Hiperinflación Argentina	190.198	64.726	99.516	781.907	237.862	1.374.209
Otros incrementos (disminución)	20.256.112	-	-	(17.987.880)	-	2.268.232
Total movimientos	169.447.782	250.582	5.758.051	(66.839.727)	9.108.829	117.725.517
Saldo al 31 de diciembre de 2021	947.917.663	62.293.601	46.034.522	1.141.625.902	39.542.271	2.237.413.959

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos año 2020	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas y Equipos de Generación	Instalaciones Fijas y Accesorios	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo al 1 de enero de 2020	730.069.617	61.662.723	30.487.377	1.879.714.167	27.990.039	2.729.923.923
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	139.427.804	(31.389)	91.389	331.979	-	139.819.783
Incremento (disminución) por diferencias de conversión	295.499	65.061	105.522	(2.021.888)	332.586	(1.223.220)
Depreciación (*)	-	-	(1.044.976)	(77.520.429)	(2.937.392)	(81.502.797)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	(45.217.402)	-	-	(652.638.985)	-	(697.856.387)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(52.721.826)	59.304	10.587.855	36.874.643	5.200.024	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en curso	(52.721.826)	59.304	10.587.855	36.874.643	5.200.024	-
Disposiciones y retiros de servicio	(1.425.412)	-	-	(8.659.095)	-	(10.084.507)
Disposiciones	-	-	-	(8.659.095)	-	(8.659.095)
Retiros	(1.425.412)	-	-	-	-	(1,425,412)
Efecto Hiperinflación Argentina	16.143	35.206	56.113	441.263	216.257	764.982
Otros incrementos (disminución)	8.025.458	252.114	(6.809)	31.943.974	(358.072)	39.846.655
Total movimientos	48.400.264	380.296	9.789.094	(671.248.538)	2.443.403	(610.235.481)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	778.469.881	62.043.019	40.276.471	1.208.465.629	30.433.442	2.119.688.442

(*) Ver Nota 29.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedades, planta y equipo se relacionan con inversiones en nuestras redes, inversiones en plantas en funcionamiento y nuevos proyectos en construcción. El total de obras en curso ascendió a M\$ 947.917.659 y M\$ 778.469.881 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente.

Las inversiones incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido, se destacan los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, de Enel Generación Chile, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente 150 MW. El valor contable activado por este proyecto totalizó M\$ 790.358.312 y M\$ 637.303.224, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente.

Siguiendo el criterio contable descrito en nota 3.a), solo aquellas inversiones realizadas en los proyectos de generación descritos anteriormente califican como activos aptos para capitalizar intereses. En conjunto, estos proyectos representan desembolsos de caja acumulados por M\$ 739.437.091 y M\$ 635.459.039, al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 46.363.792 al 31 de diciembre de 2021, (M\$ 29.338.356 al 31 de diciembre de 2020), ver Nota 32.

La tasa promedio de financiamiento fue de un 6,86% al 31 de diciembre de 2021 (7,23% en diciembre de 2020).

El incremento de capitalización de intereses evidenciado desde el año 2020, se explica fundamentalmente por una mayor continuidad en el desarrollo del proyecto Los Cóndores. Cabe destacar que, respecto al Proyecto Los Cóndores, dadas las dificultades propias de un proyecto de esta envergadura y los impactos relacionados al COVID-19, que implicaron algunas suspensiones en la ejecución de los mismos durante los últimos años, se efectuó una actualización del cronograma de obras del proyecto conforme lo informó Enel Generación Chile en hecho esencial de fecha 27 de julio de 2020, estimando que finalizarán en el último trimestre de 2023.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 3.183.119 y M\$ 4.659.355 al 31 de diciembre de 2021 y 2020, respectivamente.

c) Otras informaciones

1. Plan de descarbonización

1.1 Desarrollo durante 2019:

Con fecha 4 de junio de 2019, nuestra subsidiaria Enel Generación Chile y Gasatacama Chile suscribieron un acuerdo mediante el cual ambas compañías, en línea con su propia estrategia de sostenibilidad y su plan estratégico, y el Ministerio de Energía, regularon la forma de proceder al retiro progresivo de las unidades generadoras a carbón Tarapacá, Bocamina I y Bocamina II (en adelante, Tarapacá, Bocamina I y Bocamina II).

El acuerdo estaba sujeto a la condición suspensiva que entrara en pleno efecto el Reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras, que establecería, entre otras, las condiciones esenciales que aseguraran un trato no discriminatorio entre los distintos generadores y definiera el Estado de Reserva Estratégica. En virtud de lo anterior, Enel Generación Chile y Gasatacama Chile se obligarían formal e irrevocablemente al retiro final de Bocamina I y Tarapacá, respectivamente, del Sistema Eléctrico Nacional, estableciendo como fechas máximas de dicho hito el 31 de mayo de 2020 para Tarapacá, y el 31 de diciembre de 2023 para Bocamina I.

El Grupo manifestó su intención de acelerar el retiro de Tarapacá y Bocamina I, promoviendo la discontinuidad de sus operaciones, por supuesto en total coordinación con la Autoridad. En este contexto, ya con fecha 17 de junio de 2019, Gasatacama Chile solicitó a la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) que el retiro final, desconexión y cese de operación de Tarapacá se pudiera realizar de forma anticipada, a contar

del 31 de diciembre de 2019. Con fecha 26 de Julio de 2019, mediante emisión de la Resolución Exenta N°450 y de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72° -18 de la Ley General de Servicios Eléctricos, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de Tarapacá a contar del 31 de diciembre de 2019.

La gestión de los activos de Tarapacá y Bocamina I se efectuará de forma diferenciada, con lo cual dichos activos no formarán parte la Unidad Generadora de Efectivo que está conformada por todo el resto de las centrales del Grupo Enel Generación Chile, cuya gestión económica se realiza de forma integrada.

Producto de lo anterior y como consecuencia de efectuar un análisis de deterioro sobre una base individual, el Grupo registró al 31 de diciembre de 2019 una pérdida por deterioro de M\$ 197.188.542 y M\$ 82.831.721 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Tarapacá y Bocamina I, respectivamente, a su valor recuperable. El valor recuperable resultante, luego del deterioro registrado, corresponde al valor de los terrenos que se mantienen en Tarapacá y Bocamina I, por M\$ 1.613.803 y M\$ 6.362.581, respectivamente.

Respecto de Bocamina II, Enel Generación Chile se puso como meta su retiro anticipado, a más tardar, el 31 de diciembre de 2040. Todo lo anterior sujeto a la autorización establecida en la Ley General de Servicios Eléctricos. Los efectos financieros dependerían de factores que incidieran en el comportamiento del mercado eléctrico, como son entre otras, el precio de los combustibles, las condiciones hidrológicas, el crecimiento de la demanda eléctrica e índices de inflación internacional, los que al cierre del ejercicio 2019 no era posible determinar.

1.2 Desarrollo durante 2020

Con fecha 27 de mayo de 2020, el Directorio de Enel Generación Chile decidió anticipar la fecha de desconexión y retiro anticipado de Bocamina I y Bocamina II, estableciendo como fechas máximas el 31 de diciembre de 2020 y el 31 de mayo de 2022, respectivamente, sujeto a las autorizaciones correspondientes de la CNE. La correspondiente solicitud fue comunicada a la CNE el mismo día 27 de mayo de 2020.

Esta decisión es una muestra del compromiso de la Compañía con el combate al cambio climático y consideró también los profundos cambios que está experimentando la Industria, como son, entre otros, la constante y cada vez más creciente penetración de las energías renovables y la reducción en los precios de los commodities, que hacen más competitiva la producción con gas, tecnología que otorga una mayor flexibilidad en la operación del sistema respecto a la producción con carbón.

Con fecha 3 de julio de 2020, mediante emisión de la Resolución Exenta N° 237, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de Bocamina I a contar del 31 de diciembre de 2020.

Respecto a Bocamina II, la intención del Grupo también fue acelerar su retiro anticipado, promoviendo la discontinuidad de sus operaciones, en estricta coordinación con la Autoridad. En este contexto, con fecha 23 de julio de 2020, mediante emisión de la Resolución Exenta N° 266, la CNE autorizó el retiro final, desconexión y cese de operación de la unidad generadora Bocamina II con fecha de 31 de mayo de 2022.

La gestión de Bocamina II, tal como ocurrió a contar de 2019 para el caso de Tarapacá y Bocamina I, se efectuará de forma diferenciada, con lo cual dicho activo no formará parte la Unidad Generadora de Efectivo que está conformada por todo el resto de las centrales del Grupo Enel Generación Chile, cuya gestión económica continúa realizándose de forma centralizada.

Producto de lo anterior y como consecuencia de efectuar un análisis de deterioro sobre una base individual, el Grupo registró al 31 de diciembre de 2020 una pérdida por deterioro de M\$ 697.856.387 para ajustar el valor contable de la inversión capitalizada en Bocamina II a su valor recuperable. Adicionalmente, por este mismo motivo, durante el ejercicio 2021 el Grupo registró una pérdida por deterioro adicional por M\$ 28.773.083. El valor recuperable resultante, luego de las pérdidas por deterioro antes señaladas, corresponde al valor de los terrenos vinculados a esta central, que al 31 de diciembre de 2020 asciende a M\$ 2.014.684.

2. Enel Generación Chile mantenía al 31 de diciembre de 2021 y 2020, compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por un monto de M\$ 100.053.060 y M\$ 165.793.013, respectivamente.
3. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, Enel Generación Chile no tenía propiedades, planta y equipo gravados como garantía de pasivos.
4. La Sociedad y su subsidiaria tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de € 1.000 millones, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para

enfrentar demandas de terceros por un límite de hasta € 200 millones y € 400 millones cuando las demandas son producto de la rotura de alguna de las presas de propiedad de la Sociedad o sus Subsidiarias y de Responsabilidad Civil Ambiental de € 20 millones.

16. ACTIVOS POR DERECHO DE USO

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos período 2021	Terrenos	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2021	11.437	16.786.256	16.797.693
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	352	77.022	77.374
Depreciación	(5.622)	(915.002)	(920.624)
Nuevos contratos (disminución)	-	-	-
Total movimientos	(5.270)	(837.980)	(843.250)
Saldo final al 31.12.2021	6.167	15.948.276	15.954.443

En miles de pesos chilenos - M\$

Movimientos período 2020	Terrenos	Otras Plantas y Equipos, Neto	Activos por Derecho de Uso , Neto
Saldo inicial al 01.01.2020	2.304	17.717.488	17.719.792
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	55	23.023	23.078
Depreciación	(10.572)	(954.255)	(964.827)
Nuevos contratos (disminución)	19.650	-	19.650
Total movimientos	9.133	(931.232)	(922.099)
Saldo final al 31.12.2020	11.437	16.786.256	16.797.693

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento son los siguientes:

- Proviene principalmente de un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec S.A. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
	Bruto	Interés	Valor Presente	Bruto	Interés	Valor Presente
Hasta un año	3.621.978	214.495	3.407.483	3.082.617	346.800	2.735.817
Más de un año y no más de dos años	6.093.335	37.833	6.055.500	2.917.700	182.187	2.735.513
Más de dos años y no más de tres años	74.852	14.626	60.226	5.136.216	33.373	5.102.843
Más de tres años y no más de cuatro años	74.852	13.374	61.479	70.212	13.720	56.492
Más de cuatro años y no más de cinco años	74.852	12.096	62.757	70.212	12.544	57.668
Más de cinco años	600.555	47.476	553.079	633.534	55.880	577.654
Total	10.540.424	339.900	10.200.524	11.910.491	644.504	11.265.987

- Arrendamiento de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2021 incluye gastos por arrendamientos de corto plazo por un monto de M\$ 1.541.050, relacionados con arrendamientos variables, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16. Al 31 de diciembre de 2020, el monto reconocido en resultados fue de M\$ 1.172.508, proveniente de contratos de arrendamiento de activos calificados como arrendamientos operativos, de acuerdo con NIIF 16.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Años	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Hasta un año	283.297	742.917
Más de un año y no más de dos años	-	-
Más de dos años y no más de tres años	-	-
Más de tres años y no más de cuatro años	-	-
Más de cuatro años y no más de cinco años	-	-
Más de cinco años	-	-
Total	283.297	742.917

17. IMPUESTOS DIFERIDOS

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2021 y 2020 son:

En miles de pesos chilenos - M\$										
Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Movimientos						Saldo neto al 31 de diciembre de 2021	Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos	
	Saldo neto al 1 de enero de 2021	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados otros integrales	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)				Hiperinflación
Depreciaciones	(11.389.550)	15.933.323	-	-	-	-	4.543.773	67.699.330	(64.585.139)	
Obligaciones por beneficios post-empleo	3.523.730	(465.468)	(729.517)	-	-	-	2.328.745	2.328.745	-	
Pérdidas fiscales	-	34.217.465	-	-	54.093	-	34.271.558	34.271.558	-	
Provisiones	54.623.445	14.325.446	-	-	-	-	68.948.891	68.948.891	-	
Provision Desmantelamiento	46.871.326	(53.593)	-	-	-	-	46.817.733	46.817.733	-	
Provision cuentas inobrables	677.058	29.831	-	-	-	-	706.889	706.889	-	
Provision cuentas de Recursos Humanos	2.556.008	1.637.928	-	-	-	-	4.193.936	4.193.936	-	
Otras Provisiones	4.519.053	12.711.280	-	-	-	-	17.230.333	17.230.333	-	
Otros Impuestos Diferidos	3.596.767	(4.325.253)	(8)	-	-	-	(1.429.582)	4.595.049	(5.323.543)	
Ingresos Diferidos	1.748.782	2.846.268	-	-	(4.595.050)	-	-	-	-	
Efecto Hiperinflación Argentina	(1.015.094)	294.128	-	-	-	(1.429.582)	(2.160.548)	-	(730.986)	
Otros Impuestos Diferidos	2.863.079	(7.455.849)	(8)	-	-	4.595.050	2.472	4.595.049	(4.592.577)	
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, antes de compensación	50.354.392	59.885.513	(729.525)	-	54.093	-	(1.429.582)	107.934.891	177.843.573	(69.908.682)
Compensación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, después de Compensación	-	-	-	-	-	-	107.934.891	148.548.175	(40.613.284)	

En mili										
Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Movimientos						Saldo neto al 31 de diciembre de 2020	Activos por Impuestos Diferidos	Pasivos por Impuestos Diferidos	
	Saldo neto al 1 de enero de 2020	Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos otros en resultados integrales	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)				Hiperinflación
Depreciaciones	(183.234.004)	173.058.350	-	-	(1.213.896)	-	(11.389.550)	45.650.351	(57.039.901)	
Obligaciones por beneficios post-empleo	2.539.474	178.619	805.437	-	-	-	3.523.730	3.523.730	-	
Pérdidas fiscales	-	34.217.465	-	-	-	-	34.271.558	34.271.558	-	
Provisiones	46.753.223	7.870.222	-	-	-	-	54.623.445	54.623.445	-	
Provision Desmantelamiento	38.730.963	8.140.343	-	-	-	-	46.871.326	46.871.326	-	
Provision cuentas inobrables	676.279	779	-	-	-	-	677.058	677.058	-	
Provision cuentas de Recursos Humanos	2.726.650	(170.842)	-	-	-	-	2.556.008	2.556.008	-	
Otras Provisiones	4.619.311	(100.258)	-	-	-	-	4.519.053	4.519.053	-	
Otros Impuestos Diferidos	3.846.581	298.691	-	-	-	-	(548.505)	9.792.664	(6.195.917)	
Ingresos Diferidos	7.398	1.741.384	-	-	-	-	1.748.782	1.748.782	-	
Efecto Hiperinflación Argentina	(657.870)	191.281	-	-	-	(548.505)	(1.015.094)	-	(1.015.094)	
Otros Impuestos Diferidos	4.497.053	(1.633.974)	-	-	-	-	2.863.079	8.043.902	(5.180.823)	
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, antes de compensación	(130.094.726)	181.406.062	805.437	-	(1.213.896)	-	(548.505)	50.354.392	113.590.210	(63.235.818)
Compensación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos / Pasivos por Impuestos Diferidos, después de Compensación	-	-	-	-	-	-	50.354.392	92.620.469	(42.466.077)	

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Sociedad considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades subsidiarias cubren lo necesario para recuperar estos activos.

Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo ha contabilizado todos los activos por impuestos diferidos asociados a sus pérdidas tributarias (ver Nota 3.o).

Enel Generación Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en la Subsidiaria y en el negocio conjunto. Adicionalmente no ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporales imponibles, para las cuales no se han reconocido en el estado de situación financiera, pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2021, asciende a M\$ 0 (M\$ 3.827.903 al 31 de diciembre de 2020).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en Subsidiaria y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2021 asciende a M\$ 146.005.249 (M\$ 135.367.805 al 31 de diciembre de 2020).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaria en Chile. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos 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 ejercicios tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años 2018 al 2020.

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 podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

A la fecha existen auditorías tributarias en curso, el Grupo considera que los efectos de las incertidumbres asociadas a dichas auditorías no tienen efecto significativo en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2021.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles, tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras, por los ejercicios 2021 y 2020:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2021			31 de diciembre de 2020		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	31	(8)	23	-	-	-
Cobertura de Flujo de Efectivo	(180.888.901)	48.840.003	(132.048.898)	143.085.021	(38.632.956)	104.452.065
Diferencias de cambio por conversión	756.717	-	756.717	(4.883.581)	-	(4.883.581)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	2.701.915	(729.517)	1.972.398	(2.983.101)	805.437	(2.177.664)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(177.430.238)	48.110.478	(129.319.760)	135.218.339	(37.827.519)	97.390.820

A continuación, se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance e impuestos a las ganancias en otros resultados integrales al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	31 de diciembre de 2021	31 de diciembre de 2020
Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en otro resultado integral	(729.525)	805.437
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	48.840.003	(38.632.956)
Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	48.110.478	(37.827.519)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

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

Otros pasivos financieros	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Préstamos que devengan intereses	47.410.061	829.418.622	43.464.214	750.199.644
Instrumentos derivados de cobertura (*)	4.964.613	72.386.037	3.373.933	3.223.336
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.509.177	682.670	23.285	-
Total	53.883.851	902.487.329	46.861.432	753.422.980

(*) Ver Nota 21.2.a

(**) Ver Nota 21.2.b

18.1. Préstamos que devengan intereses

El detalle de este rubro corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$					
Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	al 31.12.2021		al 31.12.2020		
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	
Préstamos que Devengan Intereses	47.410.061	829.418.622	43.464.214	750.199.644	
Préstamos bancarios garantizados	3	-	3	-	
Obligaciones con el público no garantizadas	47.410.058	829.418.622	43.464.211	750.199.644	
Total	47.410.061	829.418.622	43.464.214	750.199.644	

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

En miles de pesos chilenos - M\$													
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento			al 31.12.2021					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	CLP	6,00%	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-
					3	-	3	-	-	-	-	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$													
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento			al 31.12.2020					Total No Corriente
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	6,00%	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-
					3	-	3	-	-	-	-	-	-

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

En miles de pesos chilenos - M\$												al 31.12.2021				
Rut Empresa	Nombre Empresa	País Empresa	Rut Entidad	Nombre del Empresa	País Entidad	Tipo de	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Corriente		No Corriente			
Deudora	Deudora	Deudora	Acreedora	Acreedor	Acreedora	Moneda					Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Uno a Dos Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander (Linea de sobregiro)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	3	-	3	-	-	-
Total											3	-	3	-	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$												al 31.12.2020				
Rut Empresa	Nombre Empresa	País Empresa	Rut Entidad	Nombre del Empresa	País Entidad	Tipo de	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Corriente		No Corriente			
Deudora	Deudora	Deudora	Acreedora	Acreedor	Acreedora	Moneda					Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Uno a Dos Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander (Linea de sobregiro)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	3	-	3	-	-	-
Total											3	-	3	-	-	-

18.2. Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

En miles de pesos chilenos - M\$												al 31.12.2021					
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente				
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años					
Chile	US\$	7,54%	6,90%	No	8.686.780	3.031.498	11.718.278	-	335.926.442	-	-	-	260.920.131	596.846.573			
Chile	UF	6,01%	5,48%	No	-	35.691.780	35.691.780	34.620.562	34.620.562	34.620.562	34.620.562	34.620.562	94.089.801	232.572.049			
Total					8.686.780	38.723.278	47.410.058	34.620.562	370.547.004	34.620.562	34.620.562	34.620.562	355.009.932	829.418.622			

En miles de pesos chilenos - M\$												al 31.12.2020					
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal Anual	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente				
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años					
Chile	US\$	7,07%	6,90%	No	7.311.399	2.551.520	9.862.919	-	-	282.085.533	-	-	218.420.421	500.505.954			
Chile	UF	6,00%	5,48%	No	-	33.601.292	33.601.292	32.474.175	32.474.175	32.474.175	32.474.175	32.474.175	119.796.990	249.693.690			
Total					7.311.399	36.152.812	43.464.211	32.474.175	32.474.175	314.559.708	32.474.175	32.474.175	338.217.411	750.199.644			

- Individualizaciones de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

En miles de pesos chilenos - M\$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2021								
											Corriente			No Corriente					
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	8,00%	7,88%	Al Vencimiento	No	5.706.279	-	5.706.279	-	-	-	-	173.387.986	173.387.986
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	8,80%	7,33%	Al Vencimiento	No	1.824.754	-	1.824.754	-	-	-	-	58.776.668	58.776.668
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,88%	8,13%	Al Vencimiento	No	1.155.747	-	1.155.747	-	-	-	-	28.755.477	28.755.477
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,67%	4,25%	Al Vencimiento	No	-	3.031.498	3.031.498	-	335.926.442	-	-	-	335.926.442
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	UF	7,17%	6,20%	Semestral	No	-	7.047.198	7.047.198	6.446.281	6.446.281	6.446.281	6.446.281	10.683.388	36.468.512
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	UF	4,85%	4,75%	Semestral	No	-	28.644.582	28.644.582	28.174.281	28.174.281	28.174.281	28.174.281	83.406.413	196.103.537
Total											8.686.780	38.723.278	47.410.058	34.620.562	370.547.004	34.620.562	34.620.562	355.009.932	829.418.622

En miles de pesos chilenos - M\$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	Pais Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	Pais Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2020								
											Corriente			No Corriente					
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	Al Vencimiento	No	4.802.802	-	4.802.802	-	-	-	-	145.773.744	145.773.744
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	Al Vencimiento	No	1.535.840	-	1.535.840	-	-	-	-	49.297.180	49.297.180
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	Al Vencimiento	No	972.757	-	972.757	-	-	-	-	23.349.497	23.349.497
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,67%	4,25%	Al Vencimiento	No	-	2.551.520	2.551.520	-	-	-	282.085.533	-	282.085.533
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	UF	7,17%	6,20%	Semestral	No	-	6.682.676	6.682.676	6.046.629	6.046.629	6.046.629	6.046.629	15.431.031	39.617.547
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	UF	4,82%	4,75%	Semestral	No	-	26.918.616	26.918.616	26.427.546	26.427.546	26.427.546	26.427.546	104.365.959	210.076.143
Total											7.311.399	36.152.812	43.464.211	32.474.175	32.474.175	314.559.708	32.474.175	338.217.411	750.199.644

18.3. Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2021 asciende a M\$ 1.059.651.210 (M\$ 1.027.755.726 al 31 de diciembre de 2020). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver Nota 3.g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 3.f.4).

18.4. Deuda de cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses de Enel Generación Chile, al 31 de diciembre de 2021, M\$ 605.707.771 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver Nota 3.m). Al 31 de diciembre de 2020 dichos montos ascendían a M\$ 509.805.893.

El movimiento al 31 de diciembre de 2021 y 2020, en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Reserva de Coberturas	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(57.285.254)	(93.962.658)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(51.848.181)	19.409.042
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	12.879.878	17.268.362
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(96.253.557)	(57.285.254)

18.5. Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, Enel Generación Chile no disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional.

18.6. Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos Bancarios garantizados y no garantizados

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2021	No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2021	
							Vencimiento	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años
Chile	CLP	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Total				3	-	3	-	-	-	-	-	-

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2020	No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2020	
							Vencimiento	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años
Chile	CLP	6,00%	No	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Total				3	-	3	-	-	-	-	-	-

b) Obligaciones garantizadas y no garantizadas

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2021	No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2021	
							Vencimiento	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años
Chile	US\$	6,90%	No	9.269.247	27.807.742	37.076.989	37.076.990	367.670.708	21.995.537	21.995.537	524.897.453	973.636.225
Chile	UF	5,48%	No	3.524.020	44.954.298	48.478.318	46.675.021	44.871.725	43.068.428	41.265.131	108.039.559	283.919.864
Total				12.793.267	72.762.040	85.555.307	83.752.011	412.542.433	65.063.965	63.260.668	632.937.012	1.257.556.089

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Total Corriente al 31.12.2020	No Corriente				Total No Corriente al 31.12.2020	
							Vencimiento	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años
Chile	US\$	6,90%	No	7.716.063	23.148.187	30.864.250	30.864.250	30.864.250	306.698.982	18.316.287	455.875.293	842.619.062
Chile	UF	5,48%	No	3.570.187	42.691.404	46.261.591	44.640.241	43.018.892	41.397.542	39.776.193	138.302.651	307.135.519
Total				11.286.250	65.839.591	77.125.841	75.504.491	73.883.142	348.096.524	58.092.480	594.177.944	1.149.754.581

19. PASIVOS POR ARRENDAMIENTOS

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Pasivos por Arrendamientos	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Pasivos por arrendamientos	3.407.483	6.793.041	2.735.817	8.530.170
Total	3.407.483	6.793.041	2.735.817	8.530.170

19.1. Individualización de Pasivos por Arrendamientos.

En miles de pesos chilenos - M\$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 31.12.2021									
									Corriente		No Corriente						Total No Corriente	
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transec S.A	Chile	US\$	6,50%	Mensual	776.668	2.404.736	3.181.404	5.992.962	-	-	-	-	-	5.992.962
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	10.579.624-2	Marcelo Alberto Amar Basulto	Chile	UF	2,06%	Mensual	4.933	15.092	20.025	20.485	20.906	21.337	21.775	184.656	-	269.159
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	91.004.000-6	Productos Fernandez S.A.	Chile	UF	2,09%	Mensual	16.794	28.366	45.160	38.515	39.320	40.142	40.982	368.423	-	527.382
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	61.216.000-7	Empresa de Ferrocarriles del Estado	Chile	UF	1,07%	Semestral	1.847	-	1.847	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	78.392.580-K	Agrícola el Bagual LTDA.	Chile	UF	1,91%	Anual	1.285	-	1.285	636	-	-	-	-	-	636
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	99.527.200-8	Rentaequipos Tramaca S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	144.460	-	144.460	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	10.176	-	10.176	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	8.992.234-8	Roberto Guzman Borquez	Chile	CLP	1,37%	Mensual	371	1.114	1.485	1.377	-	-	-	-	-	1.377
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	19.048.130-1	Yaritza Alexandra Bernal	Chile	UF	1,37%	Mensual	409	1.232	1.641	1.525	-	-	-	-	-	1.525
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	71.024.400-6	Corporación Comunidades V.	Chile	CLP	1,07%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total									956.943	2.450.540	3.407.483	6.055.500	60.226	61.479	62.757	553.079	6.793.041	

En miles de pesos chilenos - M\$

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tipo de Amortización	al 31.12.2020										
									Corriente		No Corriente						Total No Corriente		
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años			
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transec S.A	Chile	US\$	6,50%	Mensual	613.801	1.900.462	2.514.263	2.677.690	5.044.096	-	-	-	-	-	7.721.786
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	10.579.624-2	Marcelo Alberto Amar Basulto	Chile	UF	2,06%	Mensual	4.631	13.872	18.503	18.828	19.215	19.610	20.014	193.632	-	271.299	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	91.004.000-6	Productos Fernandez S.A.	Chile	UF	2,09%	Mensual	13.012	26.063	39.075	35.386	36.127	36.882	37.654	384.022	-	530.071	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	61.216.000-7	Empresa de Ferrocarriles del Estado	Chile	UF	1,07%	Semestral	1.163	578	1.741	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	78.392.580-K	Agrícola el Bagual LTDA.	Chile	UF	1,91%	Anual	1.205	-	1.205	588	597	-	-	-	-	1.185	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	99.527.200-8	Rentaequipos Tramaca S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	144.460	-	144.460	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	96.565.580-8	Compañía de Leasing Tattersall S.A.	Chile	UF	0,83%	Mensual	9.546	-	9.546	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	8.992.234-8	Roberto Guzman Borquez	Chile	CLP	1,37%	Mensual	367	1.099	1.466	1.483	1.377	-	-	-	-	2.860	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	19.048.130-1	Yaritza Alexandra Bernal	Chile	UF	1,37%	Mensual	379	1.140	1.519	1.538	1.431	-	-	-	-	2.969	
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	71.024.400-6	Corporación Comunidades V.	Chile	CLP	1,07%	Mensual	1.034	3.005	4.039	-	-	-	-	-	-	-	
Total									789.598	1.946.219	2.735.817	2.735.513	5.102.843	56.492	57.668	577.654	8.530.170		

19.2. Flujos futuros de deuda no descontados.

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados:

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2021	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2021
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	6,50%	No	930.191	2.787.786	3.717.977	6.191.804	-	-	-	-	6.191.804
Chile	UF	1,45%	No	205.462	36.093	241.555	81.442	78.497	76.854	75.535	597.856	910.184
Chile	CLP	1,22%	No	383	1.142	1.525	1.399	-	-	-	-	1.399
Total				1.136.036	2.825.021	3.961.057	6.274.645	78.497	76.854	75.535	597.856	7.103.387

En miles de pesos chilenos - M\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31.12.2020	Vencimiento					Total No Corriente al 31.12.2020
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	6,50%	No	776.563	2.327.863	3.104.426	3.099.377	5.165.041	-	-	-	8.264.418
Chile	UF	1,45%	No	285.310	86.797	372.107	76.605	75.358	72.639	71.022	622.332	917.956
Chile	CLP	1,22%	No	4.928	14.700	19.628	1.459	1.440	-	-	-	2.899
Total				1.066.801	2.429.360	3.496.161	3.177.441	5.241.839	72.639	71.022	622.332	9.185.273

20. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enel Generación Chile siguen las directrices del Sistema de Control de Gestión de Riesgos (SCGR) definido en el nivel Holding (Enel S.p.A.), que establece las pautas para la gestión de riesgos a través de los respectivos estándares, procedimientos, sistemas, etc., que se aplicarán en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Generación Chile, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de riesgos que el negocio enfrenta continuamente. Estos son aprobados por la Junta Directiva de Enel S.p.A., que alberga un Comité de Controles y Riesgos, la cual respalda la evaluación y las decisiones del Directorio de Enel Generación Chile con respecto a los controles internos y sistema de gestión de riesgos, así como aquellas relativas a la aprobación de los estados financieros periódicos.

Para cumplir con ello, existe una política específica de Gestión Control y Gestión de Riesgos dentro de cada Compañía, que es revisada y aprobada al comienzo de cada año por el Directorio de Enel Generación Chile, observando y aplicando las exigencias locales en términos de cultura de riesgos.

La compañía busca protección para todos los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos del negocio. Se cuenta con una taxonomía de riesgos para todo el Grupo Enel, que considera 6 macro categorías y 37 sub-categorías.

El sistema de gestión de riesgos del Grupo Enel considera tres líneas de acción (defensa) para obtener una gestión eficaz y eficiente de los riesgos y controles. Cada una de estas tres "líneas" juega un papel distinto dentro de la estructura de gobierno más amplia de la organización (áreas de Negocio y de Controles Internos, actuando como la primera línea, Control de Riesgos, actuando como segunda línea y Auditoría Interna como tercera línea de defensa). Cada línea de defensa tiene la obligación de informar y mantener actualizada a la alta gerencia y a los Directores sobre la gestión de riesgos, siendo que la Alta Administración es informada por la primera y segunda línea de defensa y el Directorio a su vez por la segunda y tercera línea de defensa.

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

20.1. Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enel Generación Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición Bruta

Riesgo de tasa de interés	al 31.12.2021	al 31.12.2020
	%	%
Tasa de interés fijo y/o protegida	100%	100%
Total	100%	100%

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

20.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, se contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio.

Durante el cuarto trimestre de 2021, la gestión del riesgo de tipo de cambio continuó en el contexto del cumplimiento de la política de gestión de riesgos mencionada anteriormente, sin dificultad para acceder al mercado de derivados. Durante la pandemia los mercados financieros se han caracterizado por una volatilidad del tipo de cambio, la cual ha sido compensada por acciones de mitigación de riesgos a través de instrumentos financieros derivados.

20.3. Riesgo de commodities

El Grupo Enel Generación Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la Compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados.

Al 31 de diciembre había coberturas de Brent por 1.93 kbbl a liquidarse en 2022 y 9.1 Tbtu de HH a liquidarse en 2022. Al 31 de diciembre de 2020, había operaciones vigentes por 1.782 kBbl de Brent a liquidarse en 2021 y 16,8 Tbtu de Henry Hub a liquidarse en 2021.

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities.

Gracias a las estrategias de mitigación implementadas, el Grupo pudo minimizar los efectos de la volatilidad de los precios de los productos básicos en los resultados del cuarto trimestre de 2021.

20.4. Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver Notas 18 y 21.2.

Al 31 de diciembre de 2021, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 3.797.668 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2020, el Grupo Enel Generación Chile presentó una liquidez de M\$ 4.659.210 en efectivo y otros medios equivalentes.

20.5. Riesgo de crédito

El Grupo Enel Generación Chile 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 plazo de cobro a los clientes es muy corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son muy limitados.

Con respecto al impacto por COVID-19, los resultados de análisis internos específicos no revelaron correlaciones estadísticas significativas entre los principales indicadores económicos (PIB, tasa de desempleo, etc.) y la solvencia.

Activos de carácter financiero:

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

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

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

Se observa que los escenarios macroeconómicos a la baja por efecto COVID-19 no tuvieron impactos significativos en la calidad crediticia de las contrapartes.

20.6. Medición del riesgo

El Grupo Enel Generación Chile elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la Compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, respecto al Peso Chileno, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ 123.770.514.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto, este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

21. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

21.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

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

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2021			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	430.130.261	-	-
Instrumentos derivados	3.613.470	-	14.620.453	1.513.005
Otros activos financieros	-	38.343	-	-
Total Corriente	3.613.470	430.168.604	14.748.307	1.513.005
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.511	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	240.642.743	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	35.662.324
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-
Total No Corriente	-	240.642.743	2.326.511	35.662.324
Total	3.613.470	670.811.347	17.074.818	37.175.329

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2020			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Instrumentos de patrimonio	-	-	127.854	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	394.041.752	-	-
Instrumentos derivados	3.033.502	-	18.387.261	970.987
Otros activos financieros	-	37.043	-	-
Total Corriente	3.033.502	394.078.795	18.515.115	970.987
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.326.480	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	293.571.625	-	-
Instrumentos derivados	1.911.233	-	-	16.422.733
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	-
Total No Corriente	1.911.233	293.571.625	2.326.480	16.422.733
Total	4.944.735	687.650.420	20.841.595	17.393.720

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

En miles de pesos chilenos - M\$

al 31.12.2021				
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	47.410.061	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	423.062.064	-	-
Instrumentos derivados	3.843.088	-	3.396.389	4.964.613
Otros pasivos de carácter financiero	-	3.407.483	-	-
Total Corriente	3.843.088	473.879.608	3.396.389	4.964.613
Préstamos que devengan interés	-	829.418.622	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	152.044.202	-	-
Instrumentos derivados	682.670	-	-	72.386.037
Otros pasivos de carácter financiero	-	6.793.041	-	-
Total No Corriente	682.670	988.255.865	-	72.386.037
Total	4.525.758	1.462.135.473	3.396.389	77.350.650

En miles de pesos chilenos - M\$

al 31.12.2020				
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	43.464.214	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	217.812.346	-	-
Instrumentos derivados	2.893.643	-	45.543	503.575
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.735.817	-	-
Total Corriente	2.893.643	264.012.377	45.543	503.575
Préstamos que devengan interés	-	750.199.644	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2	-	-
Instrumentos derivados	-	-	-	3.223.336
Otros pasivos de carácter financiero	-	8.530.170	-	-
Total No Corriente	-	758.729.816	-	3.223.336
Total	2.893.643	1.022.742.193	45.543	3.726.911

21.2. Instrumentos derivados

El Grupo Enel Generación Chile siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza fundamentalmente contrataciones de derivados de tasas de interés y tipos de cambio.

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo con el siguiente detalle:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cobertura de tipo de cambio:	1.513.005	35.662.324	4.964.613	72.386.037	970.987	16.422.733	3.373.933	3.223.336
Cobertura de flujos de caja	1.513.005	35.662.324	4.964.613	72.386.037	970.987	16.422.733	3.373.933	3.223.336
TOTAL	1.513.005	35.662.324	4.964.613	72.386.037	970.987	16.422.733	3.373.933	3.223.336

Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

En miles de pesos chileno:

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
			al 31.12.2021	al 31.12.2020	
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos operacionales	(4.285.347)	(1.967.326)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(37.402.978)	12.763.777	Flujo de caja
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, plantas y equipos	1.513.004	-	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

En miles de pesos chilenos - M\$

	al 31.12.2021				al 31.12.2020			
	Activo Corrientes	Pasivos Corrientes	Activo no Corrientes	Pasivos no Corrientes	Activo Corrientes	Pasivos Corrientes	Activo no Corrientes	Pasivos no Corrientes
Instrumentos derivados de no cobertura	210.077	1.509.177	-	682.670	1.414.895	23.285	1.911.233	-
Total	210.077	1.509.177	-	682.670	1.414.895	23.285	1.911.233	-

Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con obligaciones futuras que surgirán de contratos de obras civiles ligados a la construcción de la Central Los Cóndores. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIIF 9 "Instrumentos Financieros".

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación, se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2021 y 2020, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

En miles de pesos chilenos - M\$

Derivados financieros	Valor razonable	al 31.12.2021					Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	
Cobertura de tipo de cambio:	(40.175.321)	127.596.380	67.547.105	344.081.268	53.306.308	-	592.531.061
Cobertura de flujos de caja	(40.175.321)	127.596.380	67.547.105	344.081.268	53.306.308	-	592.531.061
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.981.770)	26.610.132	10.387.480	339.050	-	-	37.336.662
TOTAL	(42.157.091)	154.206.512	77.934.585	344.420.318	53.306.308	-	629.867.723

En miles de pesos chilenos - M\$

Derivados financieros	Valor razonable	al 31.12.2020					Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	
Cobertura de tipo de cambio:	10.796.451	98.964.240	-	-	504.391.045	95.129.590	698.484.875
Cobertura de flujos de caja	10.796.451	98.964.240	-	-	504.391.045	95.129.590	698.484.875
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.302.843	30.063.763	21.189.518	8.742.828	285.368	-	60.281.477
TOTAL	14.099.294	129.028.003	21.189.518	8.742.828	504.676.413	95.129.590	758.766.352

El monto nominal contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

21.3. Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.g.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2021	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	37.175.329	-	37.175.329	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	210.077	-	210.077	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	3.403.393	-	3.403.393	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	14.620.453	-	14.620.453	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.454.365	2.326.511	127.854	-
Total	57.863.617	2.326.511	55.537.106	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	77.350.650	-	77.350.650	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.191.847	-	2.191.847	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	2.333.911	-	2.333.911	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	3.396.389	-	3.396.389	-
Total	85.272.797	-	85.272.797	-

En miles de pesos chilenos - M\$

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	al 31.12.2020	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	17.393.720	-	17.393.720	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.326.128	-	3.326.128	-
Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en resultados	1.618.607	-	1.618.607	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	18.387.261	-	18.387.261	-
Instrumentos de Patrimonio a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	2.454.334	2.326.480	127.854	-
Total	43.180.050	2.326.480	40.853.570	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	6.597.270	-	6.597.270	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	23.285	-	23.285	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja a valor razonable con cambios en otros resultados Integrales	45.543	-	45.543	-
Total	6.666.098	-	6.666.098	-

22. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Acreeedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	49.984.632	19.621.123	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	86.288.004	36.735.748	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	42.048.172	21.151.199	-	-
Cuentas por pagar por compra de activos	68.734.211	54.865.727	-	-
Sub total	247.055.019	132.373.797	-	-
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	3.720.768	3.718.644	-	-
Depósitos en garantías	261.469	212.741	-	-
Cuentas por pagar al personal	12.539.035	11.844.637	-	-
Otras cuentas por pagar	6.565.144	5.475.513	2	2
Sub total	23.086.416	21.251.535	2	2
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	270.141.435	153.625.332	2	2

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 20.4.

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

23. PROVISIONES

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Por reclamaciones legales	1.256.104	1.492.140	-	-
Por desmantelamiento, restauración (1)	13.375.095	-	160.023.914	173.597.503
Otras provisiones (2)	3.089.041	1.440.929	4.386.629	3.530.698
Total	17.720.240	2.933.069	164.410.543	177.128.201

(1) Ver Nota 3.a.

(2) En 2021, incluye un monto de M\$ 1.995.988 en el corto plazo y de M\$ 859.884 en el largo plazo, relacionadas con provisiones de reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo para el periodo 2021-2024, que posibilita la adopción de nuevos modelos de trabajo y operación, demanda nuevas competencias y conocimientos para hacer que los procesos sean aún más eficientes.

Provisiones por reclamaciones legales consisten principalmente en contingencias relacionadas a juicios y sanciones administrativas.

Las provisiones por desmantelamientos se originan por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros consolidados.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidas en los estados financieros consolidados cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

b) El movimiento de las provisiones durante los ejercicios 2021 y 2020, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2021	1.492.140	173.597.503	4.971.627	180.061.270
Movimientos en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	19.558	4.757.417	2.880.358	7.657.333
Provisión Utilizada	(54.241)	(2.782.780)	(376.315)	(3.213.336)
Reversión de Provisión No Utilizada (2)	(244.300)	-	-	(244.300)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	(2.173.131)	-	(2.173.131)
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	42.947	-	-	42.947
Total Movimientos en Provisiones	(236.036)	(198.494)	2.504.043	2.069.513
Saldo al 31 de diciembre de 2021	1.256.104	173.399.009	7.475.670	182.130.783

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo al 1 de enero de 2020	2.320.885	143.448.085	1.298.849	147.067.819
Movimientos en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes (1)	716.659	28.385.364	3.672.778	32.774.801
Provisión Utilizada	(850.791)	(1.743.534)	-	(2.594.325)
Reversión de Provisión No Utilizada (2)	(538.470)	-	-	(538.470)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	3.507.588	-	3.507.588
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(156.143)	-	-	(156.143)
Total Movimientos en Provisiones	(828.745)	30.149.418	3.672.778	32.993.451
Saldo al 31 de diciembre de 2020	1.492.140	173.597.503	4.971.627	180.061.270

1) La variación que experimentaron las provisiones por desmantelamiento o restauración durante el ejercicio 2020, por un monto de M\$ 28.385.364, se debe fundamentalmente al incremento en los desembolsos esperados por el retiro anticipado de la central Bocamina II.

2) Corresponde a reversos de provisiones por Litigios.

24. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

24.1. Aspectos generales

El Grupo otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros consolidados siguiendo los criterios descritos en la nota 3.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

- **Indemnizaciones por años de servicios:** el beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.
- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Beneficio de salud:** El beneficiario recibe una cobertura adicional a la proporcionada por el régimen previsional.

24.2. Aperturas, movimientos y presentación en los estados financieros

- a) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Obligaciones post empleo	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Indemnización por años de servicios	12.827.314	17.054.496
Pensión Complementaria	2.542.726	3.397.134
Planes de Salud	1.435.335	1.736.287
Total Obligaciones Post Empleo, neto	16.805.375	22.187.917

La disminución en los pasivos post empleo, se explica fundamentalmente por el ajuste a la tasa de descuento que el Grupo aplicó al cierre del ejercicio terminado al 31 de diciembre 2021. El aumento en este supuesto actuarial, de más de 100 puntos básicos respecto al cierre de 2020, se originó por los cambios en el entorno macroeconómico y financiero que ha generado la pandemia de COVID-19.

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

En miles de pesos chilenos - M\$	
Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	al 31.12.2021
Saldo al 1 de enero de 2020	19.143.273
Costo del servicio corriente	839.255
Costo por intereses	616.495
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	1.224.288
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.758.812
Contribuciones pagadas	(1.228.790)
Transferencias del personal	(165.416)
Saldo al 31 de diciembre de 2020	22.187.917
Costo del servicio corriente	(26.228)
Costo por intereses	524.938
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(3.765.325)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.063.409
Contribuciones pagadas	(2.771.890)
Transferencias del personal	(407.446)
Saldo al 31 de diciembre de 2021	16.805.375

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	(26.228)	839.255
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	524.938	616.495
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	498.710	1.455.750
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(2.701.915)	2.983.101
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	(2.203.205)	4.438.851

24.3. Otras revelaciones

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$	Chile	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Hipótesis actuariales		
Tasas de descuento utilizadas	5,60%	2,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,80%	3,80%
Tasa de rotación esperada	6,80%	6,90%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre 2021 la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$ 946.384 (M\$1.419.377 al 31 de diciembre 2020) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 1.064.154 (M\$ 1.621.889 al 31 de diciembre 2020) en caso de una baja de la tasa.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 2.590.578.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo corresponde a 6,31 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	M\$
1	2.590.578
2	1.647.809
3	1.910.571
4	1.652.590
5	1.486.430
6 a 10	7.316.487

25. PATRIMONIO

25.1. Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

25.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 el capital social de Enel Generación Chile, asciende a M\$ 552.777.321 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994. Al 31 de diciembre de 2015 la prima de emisión ascendía a M\$ 206.008.557 y desde que fue efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. esta, ascendió a M\$ 85.511.492 al 31 de diciembre de 2016.

Durante los ejercicios 2021 y 2020, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

25.1.2. Dividendos

El Directorio por la unanimidad de sus miembros, en su sesión ordinaria celebrada el día 25 de febrero de 2021 acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, la política de Dividendos. Esta se efectuó el 27 de abril de 2021, que espera cumplir con cargo al ejercicio 2021, la que será a repartir como dividendo provisorio un 15% de la utilidad al 30 de septiembre del 2021, según muestren los estados financieros consolidados a dicha fecha, a ser pagado en enero del 2022.

En sesión Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile S.A. celebrada el 27 de abril de 2021, se acordó distribuir un dividendo eventual por un monto equivalente aproximado al 50% de lo que habrían sido las utilidades del ejercicio 2020 descontando el efecto de aquellos ítems de deterioro contable asociados al proceso de descarbonización que no tienen impacto sobre la caja. Específicamente, se acordó que Enel Generación Chile S.A. distribuya un dividendo con cargo a las utilidades de ejercicios anteriores de Ch\$ 177.174.340.028 equivalente a Ch\$ 21,6020045832681 por acción.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total M\$	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
63	Provisorio	30/11/2017	26/01/2018	40.485.044	4,93614	2017
64	Definitivo	24/04/2018	18/05/2018	189.664.552	23,12488	2017
65	Provisorio	29/11/2018	11/01/2019	91.823.319	11,19557	2018
66	Definitivo	26/04/2019	17/05/2019	93.594.353	11,41150	2018
67	Provisorio	26/11/2019	24/01/2020	19.343.307	2,35844	2019
68	Definitivo	28/04/2020	27/05/2020	98.462.590	12,00506	Utilid. Acum.
69	Eventual	28/04/2020	27/05/2020	120.393.380	14,67898	Utilid. Acum.
70	Eventual	27/04/2021	27/05/2021	177.174.340	21,60200	2020
71	Provisorio	26/11/2021	21/01/2022	9.673.252	1,17941	2021

25.2. Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Enel Generación Chile S.A.	(3.230.083)	(3.248.388)
Otros	2.014.692	1.276.280
TOTAL	(1.215.391)	(1.972.108)

25.3. Gestión del capital.

El objetivo de la Compañía en materia de gestión de capital es mantener un nivel adecuado de capitalización, que le permita asegurar el acceso a los mercados financieros para el desarrollo de sus objetivos de mediano y largo plazo, optimizando el retorno a sus accionistas y manteniendo una sólida posición financiera.

25.4. Restricciones a la disposición de fondos de la Subsidiaria

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, no existen restricciones a la disposición de fondos de la subsidiaria.

25.5. Otras Reservas

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

En miles de pesos chilenos - M\$			
Detalle de otras reservas	01.01.2021	Movimiento 2021	al 31.12.2021
Diferencias de cambio por conversión	(1.972.108)	756.717	(1.215.391)
Coberturas de flujo de caja	(97.941.777)	(132.048.898)	(229.990.675)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.041)	23	(1.018)
Otras reservas varias	(24.660.096)	(3.969.069)	(28.629.165)
TOTAL	(124.575.022)	(135.261.227)	(259.836.249)

En miles de pesos chilenos - M\$			
Detalle de otras reservas	01.01.2020	Movimiento 2020	al 31.12.2020
Diferencias de cambio por conversión	2.911.473	(4.883.581)	(1.972.108)
Coberturas de flujo de caja	(202.393.842)	104.452.065	(97.941.777)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.041)	-	(1.041)
Otras reservas varias	(27.094.479)	2.434.383	(24.660.096)
TOTAL	(226.577.889)	102.002.867	(124.575.022)

a) **Reservas diferencias de conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestra Subsidiaria que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.9).
- La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).

b) **Cobertura flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota 3.f.5 y 3.m).

c) **Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

25.6. Otras reservas varias:

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$		
Otras reservas varias	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	458.265.366	458.265.366
Reservas APV transición a NIIF (2)	(493.425.043)	(493.425.043)
Reservas por combinaciones de negocios (3)	(4.047.288)	(4.047.288)
Otras reservas varias (4)	10.577.800	14.546.869
Saldo Final	(28.629.165)	(24.660.096)

- 1) Reserva por la reestructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Generación Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Endesa Américas.
- 2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Generación Chile, se refieren fundamentalmente a:

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

Cabe mencionar que, si bien es cierto, la Sociedad 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 España, 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".

- 3) Reserva por combinaciones de negocio: Corresponde a los efectos provenientes de combinaciones de negocio bajo control común y compras de interés minoritario.
- 4) Con fecha 4 de enero de 2021, la Compañía adquirió el derecho de comercialización de contratos de compra-venta de energía y potencia para suministro de clientes libres, de la sociedad relacionada Enel Distribución Chile S.A. El valor de los derechos correspondientes a los flujos descontados del portafolio de

contratos de compra y venta de energía a clientes libres, por un valor de M\$ 8.373.834 (el equivalente de MUS\$ 11.601) y su valor neto de impuesto M\$ 6.112.899, la operación fue considerada como transacción entre partes relacionadas bajo control común, por lo que el importe correspondiente a estos derechos se presenta en el rubro otras reservas varias, (ver Nota 8.a.3).

25.7. Participaciones no controladoras

El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)				
	al 31.12.2021 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		al 31.12.2021	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.694.566	10.112.642	7.717.218	6.403.831
TOTAL		10.694.566	10.112.642	7.717.218	6.403.831

26. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Ingresos de actividades ordinarias	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Ventas de energía (*)	1.748.675.624	1.412.465.827
Generación	1.748.675.624	1.412.465.827
Clientes Regulados	772.624.041	778.839.925
Clientes no Regulados	923.199.165	586.590.595
Ventas de Mercado Spot	52.852.418	47.035.307
Otras ventas	129.626.809	38.825.239
Ventas de gas	129.442.332	38.808.266
Ventas otros combustibles	2.796	-
Ventas de productos y servicios	181.681	16.973
Otras prestaciones de servicios	4.042.695	5.984.563
Peajes y transmisión	146.153	1.563.833
Servicios de ingeniería y consultoría	3.896.542	4.420.730
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.882.345.128	1.457.275.629
En miles de pesos chilenos - M\$		
Otros ingresos	Saldo al	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Ingresos operaciones Commodities	6.814.747	4.473.463
Arrendamientos	5.403.352	4.497.917
Ingresos por indemnizaciones de seguros	1.680.635	10.535.392
Arrendamiento temporal de instalaciones.	686.126	10.662.952
Otros Ingresos	2.844.400	2.656.916
Total Otros ingresos	17.429.260	32.826.640

(*) El Grupo Enel Generación Chile tiene 3 clientes con los cuales registra ventas que representan un 10% o más de sus ingresos ordinarios, en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020. Dichos clientes corresponden a los siguientes:

- CGE Distribución S.A.
- Enel Distribución Chile S.A.
- GM Holding S.A.

27. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Materias primas y consumibles utilizados	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Compras de energía	(824.941.340)	(378.198.777)
Consumo de combustible	(374.747.647)	(231.176.490)
Gas	(251.009.877)	(149.734.219)
Petróleo (*)	(27.455.546)	(6.100.077)
Carbón (*)	(96.282.224)	(75.342.194)
Costo por transmisión de energía	(153.425.655)	(107.533.970)
Costos de ventas de gas	(110.831.219)	(34.332.998)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(41.164.977)	(60.261.500)
Total materias primas y consumibles utilizados	(1.505.110.838)	(811.503.735)

(*) El monto correspondiente al tercer trimestre de 2021 incluye M\$ 45.904.847 de ajuste por deterioro a las existencias de carbón y M\$ 667.298 de petróleo diésel (M\$ 21.246.157 de ajuste por deterioro a las existencias de carbón y M\$ 328.626 por petróleo diésel, al 31 de diciembre de 2020), relacionados con la discontinuidad de la central Bocamina II (ver Nota 10).

28. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Gastos por beneficios a los empleados	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Sueldos y salarios	(41.354.795)	(39.054.586)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	26.228	(839.255)
Seguridad social y otras cargas sociales	(3.892.055)	(4.130.276)
Otros gastos de personal (*)	(7.124.645)	(4.806.126)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(52.345.267)	(48.830.243)

(*) Al 31 de diciembre de 2021, se incluye un monto de M\$ 6.001.488 por gastos y provisiones de reestructuración vinculadas a la estrategia de digitalización del Grupo para el período 2021-2024, que posibilita la adopción de nuevos modelos de trabajo y operación, demanda nuevas competencias y conocimientos para hacer que los procesos sean aún más eficientes (ver Nota 23).

29. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

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

En miles de pesos chilenos - M\$		
Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Depreciaciones (1)	(67.846.814)	(82.467.624)
Amortizaciones (2)	(4.160.424)	(3.500.411)
Subtotal	(72.007.238)	(85.968.035)
Reversos (pérdidas) por deterioro (*)	(29.470.485)	(698.082.569)
Total	(101.477.723)	(784.050.604)

En miles de pesos chilenos - M\$		
(*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 (ver nota 8.c)	(697.402)	(226.182)
Reversión (Pérdidas) por deterioro Activo Fijo (3)	(28.773.083)	(697.856.387)
Total	(29.470.485)	(698.082.569)

- (1) ver Notas 15 y 16
 (2) ver Nota 13
 (3) ver Nota 15.c.1.2

30. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Otros gastos por naturaleza	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Servicios profesionales independientes y externalizados	(39.284.586)	(38.731.864)
Primas de seguros	(17.701.961)	(18.047.314)
Reparaciones y conservación	(11.666.747)	(11.596.689)
Otros suministros y servicios	(5.367.738)	(6.875.067)
Gastos Administrativos	(4.035.673)	(3.746.727)
Gastos de medioambiente	(2.652.160)	(2.680.240)
Tributos y tasas	(2.696.680)	(2.580.715)
Arrendamientos y cánones	(1.541.050)	(1.172.508)
Gastos de viajes	(378.418)	(439.477)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(150.408)	(148.833)
Indemnizaciones y multas	(20.755)	(965.475)
Total Otros gastos por naturaleza	(85.496.176)	(86.984.909)

31. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle del rubro a 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente

En miles de pesos chilenos - M\$

Otras ganancias (pérdidas)	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Ganancia por venta Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	9.968.845	-
Ganancia por venta de línea San Luis Quintero	-	9.384.038
Dividendos recibidos	168.439	94.491
Ventas de Maquinarias	30.140	-
Total	10.167.424	9.478.529

(*) Ver nota 12.3

32. RESULTADO FINANCIERO

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Ingresos financieros	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Ingresos financieros por Ley N°21.185 (1)	2.541.286	10.586.478
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.479	580.325
Otros ingresos financieros	5.061.561	908.789
Total Ingresos Financieros	7.632.326	12.075.592

En miles de pesos chilenos - M\$

Costos Financieros	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Costos Financieros	(68.652.677)	(28.328.656)
Gastos financieros activados (2)	46.363.792	29.338.356
Cesión de derechos y venta de cuentas por cobrar a clientes (3)	(39.919.437)	-
Costos financieros por Ley N°21.185 (1)	(2.442.010)	-
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(47.518.870)	(47.654.290)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(524.938)	(616.495)
Préstamos bancarios	(381)	(20.701)
Otros costos financieros	(24.610.833)	(9.375.526)
Resultado por unidades de reajuste (*)	3.385.938	(703.130)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	15.190.050	(29.525.399)
Positivas	55.613.241	28.634.840
Negativas	(40.423.191)	(58.160.239)
Total Costos Financieros	(50.076.689)	(58.557.185)
Total Resultado Financiero	(42.444.363)	(46.481.593)

(1) Corresponde a ingresos y costos financieros originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 (ver Nota 8.a.1).

(2) Ver Nota 15.b.1

(3) Ver Nota 8.a.2.

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	3.332.808	903.634
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas No Corrientes	-	663.790
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar No Corriente	-	1.072.810
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	2.154.449	(1.164.800)
Sub total resultado por reajuste	5.487.257	1.475.434
Sub total Resultado por Hiperinflación (1)	(2.101.319)	(2.178.564)
Resultado Unidades por Reajuste	3.385.938	(703.130)

En miles de pesos chilenos - M\$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Efectivo y equivalentes al efectivo	886.970	2.231.687
Otros activos financieros	768.058	5.566.838
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar Corriente	8.362.335	7.872.573
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar No Corriente (2)	30.103.633	(23.891.326)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.064.988)	(11.582.956)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(7.865.958)	(9.722.215)
Total Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	15.190.050	(29.525.399)

- (1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias" sobre la sucursal que posee el Grupo Enel Generación en Argentina (ver Nota 2.9).
- (2) Contiene efecto de cambio por dolarización de cuentas comerciales por cobrar por M\$ 30.103.633 al 31 de diciembre de 2021 (M\$ 23.891.326 al 31 de diciembre de 2020), originados por el mecanismo transitorio de estabilización de precios de energía eléctrica para clientes sujetos a regulación de tarifa, según lo establecido en la Ley N°21.185 (ver Nota 8 a.1).

Los orígenes de los efectos en resultados de la Hiperinflación son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$

Resultado por Hiperinflación	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Inventarios	20.926	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	260	142
Propiedades, planta y equipo	1.374.209	764.982
Pasivo por impuestos diferidos	(1.429.582)	(548.505)
Patrimonio	(2.143.830)	(2.434.384)
Otras Prestaciones de Servicios	(1.849)	(1.246)
Gastos de personal	161.385	130.213
Otros gastos fijos de explotación	139.968	108.226
Ingresos financieros	(231.931)	(204.137)
Gastos financieros	9.125	6.145
Resultado por hiperinflación (1)	(2.101.319)	(2.178.564)

33. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en los estados de resultados integrales consolidados, correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	al 31.12.2021	al 31.12.2020
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(13.668.237)	(100.930.197)
Ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	(728.590)	3.324.829
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(48.840.003)	38.632.956
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(2.260.935)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(65.497.765)	(58.972.412)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	59.685.513	181.406.082
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	59.685.513	181.406.082
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(5.812.252)	122.433.670

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 17.

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 consolidados correspondiente a los periodos ejercicios al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

En miles de pesos chilenos - M\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa %	al 31.12.2021	Tasa %	al 31.12.2020
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		129.470.720		(271.116.321)
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	27,00%	(34.957.094)	27,00%	73.201.406
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(0,07%)	96.520		-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	(0,79%)	1.021.544	13,00%	35.256.819
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	1,30%	(1.688.950)	(0,08%)	(211.306)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en ejercicios anteriores	0,56%	(728.590)	1,23%	3.324.829
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(23,51%)	30.444.318	4,01%	10.861.922
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(22,51%)	29.144.842	18,16%	49.232.264
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	4,49%	(5.812.252)	45,16%	122.433.670

34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS

34.1. Garantías directas

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, Enel Generación Chile no tiene propiedades planta y equipo gravados como garantía de pasivos.

Al 31 de diciembre de 2021 Enel Generación Chile no tiene compromisos futuros de compra de energía.

A continuación, se presentan las principales garantías directas vigentes, correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2021 y 2020:

Sociedad	Beneficiario	Fecha de Origen	Fecha de expiración	Moneda	al 31.12.2021
Enel Generación Chile SA	Coordinador Electrico Nacional	2021-12-14	2022-05-31	CLP	40.000.000
Enel Generación Chile SA	Coordinador Electrico Nacional	2021-12-14	2022-05-31	CLP	38.530.909
Enel Generación Chile SA	Otros	2021-12-14	2022-05-31	CLP	21.100.000
Enel Generación Chile SA	Coordinador Electrico Nacional	2021-09-16	2022-09-30	CLF	11.268.597
Enel Generación Chile SA	Coordinador Electrico Nacional	2020-12-01	2022-12-31	CLF	1.355.331
Enel Generación Chile SA	Coordinador Electrico Nacional	2020-04-14	2025-06-09	CLP	1.004.463

34.2. Garantías indirectas

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 no existen Garantías Indirectas.

34.3. Litigios y arbitrajes

Inversiones Tricahue S.A. promovió ante el 19° Juzgado Civil de Santiago, una solicitud de medida prejudicial precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos, en contra de Enel Generación Chile S.A. En este contexto, por resolución dictada con fecha 18 de agosto de 2021 se decretó una medida prejudicial precautoria que prohíbe a Enel Generación Chile S.A. celebrar actos o adoptar acuerdos respecto de las acciones de su propiedad en Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. que importen la fusión de ambas sociedades. En consecuencia, Enel Generación Chile S.A. se abstuvo de participar en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. celebrada con fecha 28 de septiembre de 2021, y que fuera convocada para pronunciarse sobre la fusión de ésta con Enel Generación Chile, con lo cual dicha operación no pudo ser aprobada. Cabe señalar que los accionistas de Enel Generación Chile S.A. habían aprobado la citada fusión en Junta Extraordinaria de Accionistas realizada con fecha 27 de agosto de 2021. Junto con lo anterior, Inversiones Tricahue S.A. anunció una demanda arbitral, para cuyo efecto solicitó judicialmente el nombramiento de un árbitro en arbitraje forzoso. En la audiencia de designación no hubo acuerdo entre las partes, y el tribunal frente al desacuerdo, nombró al árbitro con fecha 16 de diciembre de 2021.

La Administración de Enel Generación Chile S.A., considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

34.4. Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Generación Chile contienen cláusulas de cross default.

Restricciones financieras	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile
Tipo instrumento con restricción	Bonos Yankee	Bonos Yankee	Bonos Serie H y M	Cred. con Inst. Fin.
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile o sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$30 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile o sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$50 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$50 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Generación Chile, por cualquier monto en mora.
Acreedor	Bank of New York Mellon (Representante de Tenedores de Bonos)	Bank of New York Mellon (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander Chile
Número de inscripción	ISIN: US29244TAC53; US29244TAB7; US29244TAA9	ISIN: US29246RAA14	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	-
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US\$30 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$50 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$50 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$30 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$50 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$50 millones.	No poseer deudas individuales en mora.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$30 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$50 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$50 millones de forma individual.	No existen deudas en mora.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-	-

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Generación Chile limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

Los bonos de Enel Generación Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Restricciones financieras	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile	Enel Generación Chile
Tipo instrumento con restricción	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H y M	Bonos Serie H
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64.	Mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85.	Mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de US\$500 millones, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo.
Acreedor	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Santander (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317 para Serie H y N°522 para Serie M	Inscripción en Registro de Valores de CMF N°317
Nombre indicador o ratio financiero	Nivel de Endeudamiento Consolidado	Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante	Coefficiente de Cobertura de Gastos Financieros	Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Obligaciones Financieras correspondiente a la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total.	El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora, el cual es constraído con el nivel de Patrimonio Mínimo que se reajustará por un porcentaje, siempre que sea positivo, de la variación anual del Índice de Precios al Consumidor multiplicado por la diferencia entre 1 menos la razón de Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Si la variación anual del Índice de Precios al Consumidor es negativa o bien si la razón entre Activos No Monetarios en Chile registrados en pesos y el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante es mayor que uno, no habrá reajuste en dicho año.	La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando.	La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas de los Activos Corrientes y No Corrientes e ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas de los Pasivos Corrientes y No Corrientes. Se debe excluir de lo señalado anteriormente las cantidades correspondientes a que cumplan copulativamente lo siguiente: i) operaciones de duración inferior 180 días, y ii) operaciones que se originen en el giro ordinario de los negocios de Enel Generación Chile o de sus sociedades filiales.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64.	Mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato.	Mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85.	Mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas no superior a la suma equivalente en pesos, moneda de curso legal, de US\$500 millones, según el tipo de cambio observado a la fecha de su cálculo.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,37	\$1.499.913 millones	3,99	-US\$20,76 millones
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Obligaciones Financieras y Capitalización Total	Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora.	Resultado Bruto de Explotación y Gastos Financieros	Cuentas por Cobrar y por Pagar a Entidades Relacionadas Corrientes y No Corrientes.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2021, tanto Enel Generación Chile como sus filiales se encontraban en cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, y también de otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

34.5. Contingencia por COVID-19

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

Para hacer frente a esta emergencia de salud pública internacional por COVID-19, el 18 de marzo de 2020 el presidente Sebastián Piñera decretó Estado de Excepción Constitucional de Catástrofe, instaurando medidas de contención, específicamente destinadas a restringir la libre circulación de las personas, las cuales incluyen toques de queda,

cuarentenas selectivas obligatorias, prohibición de reuniones masivas, cierre temporal de empresas y negocios, entre otras medidas.

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

- el uso del teletrabajo para todos los empleados cuyos trabajos se pueden realizar de forma remota (60% de la dotación), modalidad introducida desde hace algunos años en el Grupo que, gracias a las inversiones en digitalización, permite el trabajo de forma remota con el mismo nivel de eficiencia y efectividad.
- la digitalización de procesos e infraestructura, que aseguran el normal funcionamiento de nuestros activos de generación, la continuidad del servicio eléctrico y la gestión remota de todas las actividades relacionadas con el mercado y la relación con el cliente.

Todos los esfuerzos de la compañía siguen focalizados en garantizar el funcionamiento correcto y seguro de nuestras operaciones, resguardando al mismo tiempo la salud y seguridad de nuestros colaboradores.

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

35. DOTACIÓN

La dotación de Enel Generación Chile al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es la siguiente:

País	al 31.12.2021			Total
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	
Chile	17	579	40	636
Argentina	-	5	17	22
Total	17	584	57	658
Promedio	19	595	57	670

País	al 31.12.2020			Total
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	
Chile	17	582	49	648
Argentina	-	5	17	22
Total	17	587	66	670
Promedio	18	591	68	678

36. SANCIONES

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

Enel Generación Chile S.A

Al 31 de diciembre de 2021 se encuentra pendiente de reposición el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud del Biobío, iniciado mediante acta N° 180566, por un monto de 500 UTM (M\$ 27.086), por supuestas infracciones en el cumplimiento de obligaciones y normas de disposición de residuos en el vertedero Cantarrana.

Al 31 de diciembre de 2021 se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Valparaíso, iniciado mediante Acta de Inspección N° 1705213, por un monto de 500 UTM (M\$ 27.086), por supuestos incumplimiento de obligaciones y normas relacionadas con los Protocolos de Exposición a Ruido y otras normas de vigilancia de salud en la Central Quintero.

Al 31 de diciembre de 2021 se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Tarapacá, iniciado mediante Acta de Inspección N° 000766, por un monto de 500 UTM (M\$ 27.086), por la supuesta infracción de CELTA en el uso de Cal en las Central Térmica Tarapacá.

Al 31 de diciembre de 2021 se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio seguido ante la SEREMI de Salud de Coquimbo, iniciado mediante Acta de Inspección N° 10066, del 21 de junio de 2016, por un monto de 500 UTM (M\$ 27.086) por la supuesta infracción cometida por Gasatacama, hoy Enel Generación Chile al mantener residuos en un área no autorizada.

Al 31 de diciembre de 2021, se encuentra pendiente de resolución el proceso sancionatorio iniciado por la SEREMI de Salud de la región Metropolitana, iniciado mediante resolución exenta N° 20131261, por un monto de 50 UTM. (M\$ 2.709) por la supuesta infracción a normativa sanitaria por COVID-19.

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

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

En relación con las sanciones, el Grupo ha establecido provisiones por M\$ 111.053 al 31 de diciembre de 2021 (ver Nota 23). Aunque existen otras sanciones que también tienen provisiones asociadas, pero que no se describen en esta nota porque representan individualmente montos irrelevantes. La administración de la Compañía considera que las provisiones registradas en los estados financieros consolidados son adecuadas para cubrir los riesgos que resultan de las sanciones porque no considera que haya pasivos adicionales distintos de los especificados.

37. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2021 y 2020, son los siguientes:

En miles de pesos chilenos - M\$											
Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2021							
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior	
Pehuenche	CENTRAL PEHUENCHE	Manejo de Residuos	En proceso	18.513	-	18.513	13.128	31/12/2022	31.641	32.426	
		Sanamiento Ambiental	En proceso	4.467	-	4.467	3.528	31/12/2022	7.995	8.862	
		Campaña v estudios	En proceso	714	-	714	4.235	31/12/2022	4.949	10.415	
		Materiales de Medioambiente	En proceso	27.253	-	27.253	4.994	31/12/2022	32.246	29.713	
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas,	En proceso	2.245.303	833.395	1.411.908	450.786	31/12/2022	2.696.089	1.195.131	
		Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,									
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	1.255.958	445.611	810.347	617.221	31/12/2022	1.873.179	3.568.968	
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	378.958	-	378.958	263.737	31/12/2022	642.694	263.737	
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.TT. GASTOS AMBIENTALES CC.HH.	Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,									
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	1.255.958	445.611	810.347	617.221	31/12/2022	1.873.179	3.568.968	
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	378.958	-	378.958	263.737	31/12/2022	642.694	263.737	
		Total		3.931.166	1.279.006	2.652.160	1.357.628		5.288.794	5.109.252	
En miles de pesos chilenos - M\$											
Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	al 31.12.2020							
				Monto Desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior	
Pehuenche	CENTRAL PEHUENCHE	Manejo de Residuos	En proceso	13.128	-	13.128	19.298	31/12/2020	32.426	3.165	
		Sanamiento Ambiental	En proceso	-	-	3.528	5.334		1.988		
		Materiales Medioambiente	En proceso	4.993	-	4.993	24.720	31/12/2020	29.713	9.061	
		Campañas y Estudios	En proceso	4.235	-	4.235	6.180	31/12/2020	10.415	-	
Enel Generación Chile S.A.	GASTOS AMBIENTALES CC.CC.	Los principales gastos efectuados son: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas,	En proceso	595.988	95.977	500.011	599.144	31/12/2020	1.195.132	2.307.825	
		Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,									
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso	2.048.635	158.027	1.890.608	1.520.333	31/12/2020	3.568.968	7.151.486	
		Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso	263.737	-	263.737	-	31/12/2020	263.737	759.380	
Total		2.930.716	254.004	2.680.240	2.175.009		5.100.391	10.233.505			

38. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE SUBSIDIARIA

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2021 y 2020, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$

Nombre Sociedad	Estados financieros	al 31.12.2021										
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinario	Ganancia (Perdida)	Resultado integral total
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	71.263.125	160.836.183	232.099.308	45.665.642	40.961.161	145.472.505	232.099.308	208.152.869	(50.164.405)	104.966.173	104.966.173

En miles de pesos chilenos - M\$

Nombre Sociedad	Estados financieros	al 31.12.2020										
		Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Costos Ordinario	Ganancia (Perdida)	Resultado integral total
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Individual	57.648.245	165.957.367	223.605.612	43.582.094	42.466.077	137.557.441	223.605.612	162.555.069	(29.660.883)	87.102.068	87.102.068

39. HECHOS POSTERIORES

Entre el 1 de enero de 2022 y hasta la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados, 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 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL GENERACIÓN CHILE

Este anexo es parte de la Nota 2.4 “Sociedades Subsidiarias”.

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2021			Saldo al 31 de diciembre de 2020			Relación	País	Actividad
			% Control			% Control					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica

ANEXO N°2 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

Este anexo corresponde a la Nota 3.h “Inversiones contabilizadas por el método de la participación”.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2021			Saldo al 31 de diciembre de 2020			Relación	País	Actividad
			% Participación			% Participación					
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	50,00%	0,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	Asociada	Chile	Ciclo completo energía, electricidad y combustible
Extranjera	Enel Argentina S.A.	Peso Argentino	0,08%	0,00%	0,08%	0,08%	0,00%	0,08%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera

(*) Ver Nota 12.3

ANEXO N°3 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

En miles de pesos chilenos - M\$						
al 31.12.2021						
ACTIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	402.013	3.143.058	56.915	195.682	3.797.668
Otros activos financieros corrientes	-	1.889.279	-	-	-	1.889.279
Otros activos no financieros corrientes	3.055.257	25.737.991	14.533.726	-	1.212.255	44.539.229
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	86.201	286.366.079	-	209.580	-	286.661.860
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	118.558.735	39.830.792	3.102.720	-	161.492.247
Inventarios corrientes	-	13.605.366	-	-	25.675	13.631.041
Activos por impuestos corrientes	-	34.161.508	-	-	-	34.161.508
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	3.141.458	480.720.971	57.507.576	3.369.215	1.433.612	546.172.832
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	16.863.692	21.125.143	-	-	-	37.988.835
Otros activos no financieros no corrientes	-	16.948.130	-	-	-	16.948.130
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	94.147.182	-	-	812	94.147.994
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	146.494.749	-	-	146.494.749
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	5.706.636	-	387.135	6.093.771
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	27.169.490	-	-	91.421	27.260.911
Plusvalía	-	24.860.356	-	-	-	24.860.356
Propiedades, Planta y Equipo	-	2.222.829.668	-	-	14.584.291	2.237.413.959
Activos por derecho de uso	655.882	15.298.561	-	-	-	15.954.443
Activos por impuestos diferidos	-	148.548.175	-	-	-	148.548.175
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	17.519.574	2.570.926.705	152.201.385	-	15.063.659	2.755.711.323
TOTAL ACTIVOS	20.661.032	3.051.647.676	209.708.961	3.369.215	16.497.271	3.301.884.155

En miles de pesos chilenos - M\$						
al 31.12.2020						
ACTIVOS	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
ACTIVOS CORRIENTES						
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	196.112	3.679.734	27.493	755.871	4.659.210
Otros activos financieros corrientes	-	2.550.779	-	-	-	2.550.779
Otros activos no financieros corrientes	-	7.222.800	-	-	842.434	8.065.234
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	256.407.792	1.911.625	665.621	-	258.985.038
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	-	108.016.597	45.296.205	1.749.780	-	155.062.582
Inventarios corrientes	-	11.698.248	-	-	6.006	11.704.254
Activos por impuestos corrientes	-	24.767.914	-	-	13.344	24.781.258
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES	-	410.860.242	50.887.564	2.442.894	1.617.655	465.808.355
ACTIVOS NO CORRIENTES						
Otros activos financieros no corrientes	-	18.745.200	1.373.352	541.894	-	20.660.446
Otros activos no financieros no corrientes	-	15.711.751	-	-	-	15.711.751
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	1.101.116	152.523.137	-	10.258	153.634.511
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	139.937.114	-	-	139.937.114
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	7.451.193	1.729.383	-	370.563	9.551.139
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	31.253.337	-	-	237.352	31.490.689
Plusvalía	-	24.860.356	-	-	-	24.860.356
Propiedades, Planta y Equipo	-	2.105.756.684	-	-	13.931.758	2.119.688.442
Activos por derecho de uso	-	16.797.693	-	-	-	16.797.693
Activos por impuestos diferidos	-	92.820.469	-	-	-	92.820.469
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES	-	2.314.497.799	295.562.986	541.894	14.549.931	2.625.152.610
TOTAL ACTIVOS	-	2.725.358.041	346.450.550	2.984.788	16.167.586	3.090.960.965

En miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	al 31.12.2021					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	35.691.780	3	18.192.068	-	-	53.883.851
Pasivos por arrendamientos corrientes	224.595	1.485	3.181.403	-	-	3.407.483
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	1.988.245	261.396.590	4.592.501	1.489.432	674.667	270.141.435
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	77.948.992	44.308.972	36.392.965	-	158.650.929
Otras provisiones corrientes	-	17.491.515	-	-	228.725	17.720.240
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	4.294.899	-	-	23.626	4.318.525
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	37.904.620	361.133.484	70.274.944	37.882.397	927.018	508.122.463
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	232.572.049	-	669.915.280	-	-	902.487.329
Pasivos por arrendamientos no corrientes	798.701	1.377	5.992.963	-	-	6.793.041
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	2	-	-	-	2
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	152.044.200	-	-	152.044.200
Otras provisiones no corrientes	-	164.410.543	-	-	-	164.410.543
Pasivo por impuestos diferidos	-	40.613.284	-	-	-	40.613.284
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	16.805.375	-	-	-	16.805.375
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	233.370.750	221.830.581	827.952.443	-	-	1.283.153.774
TOTAL PASIVOS	271.275.370	582.964.065	898.227.387	37.882.397	927.018	1.791.276.237

En miles de pesos chilenos - M\$

PASIVOS	al 31.12.2020					
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso argentino	Total
PASIVOS CORRIENTES						
Otros pasivos financieros corrientes	33.601.292	3	13.260.137	-	-	46.861.432
Pasivos por arrendamientos corrientes	216.050	5.505	2.514.262	-	-	2.735.817
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	4.456.339	141.042.457	6.182.542	1.673.773	270.221	153.625.332
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	23.314.010	17.069.572	23.848.975	-	64.232.557
Otras provisiones corrientes	-	2.693.051	-	-	240.018	2.933.069
Pasivos por impuestos corrientes	-	63.285.623	-	-	-	63.285.623
Otros pasivos no financieros corrientes	-	14.195.309	-	-	26.192	14.221.501
TOTAL PASIVOS CORRIENTES	38.273.681	244.535.958	39.026.513	25.522.748	536.431	347.895.331
PASIVOS NO CORRIENTES						
Otros pasivos financieros no corrientes	249.693.690	-	503.729.290	-	-	753.422.980
Pasivos por arrendamientos no corrientes	805.525	2.859	7.721.786	-	-	8.530.170
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	2	-	-	-	2
Otras provisiones no corrientes	-	177.128.201	-	-	-	177.128.201
Pasivo por impuestos diferidos	-	42.466.077	-	-	-	42.466.077
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	22.187.917	-	-	-	22.187.917
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	250.499.215	241.785.056	511.451.076	-	-	1.003.735.347
TOTAL PASIVOS	288.772.896	486.321.014	550.477.589	25.522.748	536.431	1.351.630.678

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 3 DE FEBRERO DE 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera

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

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2021										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	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	14.294.815	276.422.183	93.149.027
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.832.483)	(2.832.483)	(66.490)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	13.072.160	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.072.160	1.065.457
Total	211.413.652	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	11.462.332	286.661.860	94.147.994

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	al 31.12.2020										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	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	9.313.498	228.582.783	152.523.137
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.790.157)	(2.790.157)	(113.332)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	33.192.412	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.192.412	1.224.706
Total	231.566.938	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	6.523.341	258.985.038	153.634.511

- Por tipo de cartera:

En miles de pesos chilenos - M\$

Tramos de morosidad	Cartera no repactada		al 31.12.2021 Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		al 31.12.2020 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	112	291.490.519	-	-	112	291.490.519	184	350.897.663	-	-	184	350.897.663
Entre 1 y 30 días	554	53.483.696	-	-	554	53.483.696	301	17.515.160	-	-	301	17.515.160
Entre 31 y 60 días	136	4.584.077	-	-	136	4.584.077	123	1.875.409	-	-	123	1.875.409
Entre 61 y 90 días	120	1.480.317	-	-	120	1.480.317	65	335.312	-	-	65	335.312
Entre 91 y 120 días	72	453.941	-	-	72	453.941	26	123.369	-	-	26	123.369
Entre 121 y 150 días	63	357.452	-	-	63	357.452	39	334.099	-	-	39	334.099
Entre 151 y 180 días	312	1.425.432	-	-	312	1.425.432	52	199.528	-	-	52	199.528
Entre 181 y 210 días	105	421.496	-	-	105	421.496	38	243.814	-	-	38	243.814
Entre 211 y 250 días	36	1.579.465	-	-	36	1.579.465	20	268.068	-	-	20	268.068
Superior a 251 días	1.148	14.294.815	-	-	1.148	14.294.815	630	9.313.498	-	-	630	9.313.498
Total	2.658	369.571.210	-	-	2.658	369.571.210	1.478	381.105.920	-	-	1.478	381.105.920

b) Provisiones y castigos.

En miles de pesos chilenos - M\$

Provisiones y castigos	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Provisión cartera no repactada	697.402	226.182
Total	697.402	226.182

c) Número y monto de operaciones.

En miles de pesos chilenos - M\$

Número y monto operaciones	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	-	2	2	2
Monto de las operaciones	-	697.402	58.623	226.182

ANEXO N°4.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	al 31.12.2021											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	Morosidad Mayor a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	3.377.526	10.917.289	276.422.183	93.149.027
- Grandes Clientes	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	3.377.526	10.917.289	276.422.183	93.149.027
Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.832.483)	(2.832.483)	(66.490)
Servicios no facturados	9.401.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.401.875	-
Servicios facturados	188.939.617	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	3.377.526	10.917.289	267.020.308	93.149.027
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	3.377.526	10.917.289	276.422.183	93.149.027
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.832.483)	(2.832.483)	(66.490)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	3.377.526	8.084.806	273.589.700	93.082.537

En miles de pesos chilenos - M\$

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	al 31.12.2020											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 251-364 días	Morosidad Mayor a 365 días		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	678.606	8.634.892	228.582.783	152.523.137
- Grandes Clientes	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	678.606	8.634.892	228.582.783	152.523.137
Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.790.157)	(2.790.157)	(113.332)
Servicios no facturados	166.510.307	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	166.510.307	-
Servicios facturados	31.864.219	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	678.606	8.634.892	62.072.476	152.523.137
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	678.606	8.634.892	228.582.783	152.523.137
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.790.157)	(2.790.157)	(113.332)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	678.606	5.844.735	225.792.626	152.409.805



- Por tipo de cartera:

En miles de pesos chilenos - M\$

Tipos de cartera	al 31.12.2021										Total cartera bruta	Total cartera bruta 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		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	14.294.815	276.422.183	93.149.027
- Grandes Clientes	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	14.294.815	276.422.183	93.149.027
Total cartera bruta	198.341.492	53.483.696	4.584.077	1.480.317	453.941	357.452	1.425.432	421.496	1.579.465	14.294.815	276.422.183	93.149.027

En miles de pesos chilenos - M\$

Tipos de cartera	al 31.12.2020										Total cartera bruta	Total cartera bruta 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		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	9.313.498	228.582.783	152.523.137
- Grandes Clientes	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	9.313.498	228.582.783	152.523.137
Total cartera bruta	198.374.526	17.515.160	1.875.409	335.312	123.369	334.099	199.528	243.814	268.068	9.313.498	228.582.783	152.523.137

ANEXO N°4.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

En miles de pesos chilenos - M\$

BALANCE	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	20.779.252	6.423	23.404.127	108.185
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	132.080.449	8.269.055	127.713.426	32.036.657
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	128.252.443	-	98.046.391	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	96.308.507	-	163.721.720	-
Total Activo estimado	377.420.651	8.275.478	412.885.664	32.144.842
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	31.994.116	1.458.067	18.976.449	328.929
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	44.884.815	2.313.243	14.153.713	9.305.131
Total Pasivo estimado	76.878.931	3.771.310	33.130.162	9.634.060

En miles de pesos chilenos - M\$

RESULTADO	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta Energía	265.690.751	8.275.478	124.755.669	24.639.296
Compra de Energía	76.878.931	3.771.310	25.506.012	8.696.430

ANEXO N°5 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile.

En miles de pesos chilenos - M\$

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
	Bienes	Servicios	Total	Bienes	Servicios	Total
Hasta 30 días	73.117.482	173.937.537	247.055.019	55.628.946	76.744.851	132.373.797
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-
Total	73.117.482	173.937.537	247.055.019	55.628.946	76.744.851	132.373.797

En miles de pesos chilenos - M\$

Detalle de Proveedores	al 31.12.2021			al 31.12.2020		
	Bienes	Servicios	Total	Bienes	Servicios	Total
Proveedores por compra de energía	-	49.984.632	49.984.632	-	19.621.123	19.621.123
Proveedores por compra de combustibles y gas	-	86.288.004	86.288.004	-	36.735.748	36.735.748
Cuentas por pagar bienes y servicios	4.383.271	37.664.901	42.048.172	763.219	20.387.980	21.151.199
Cuentas por pagar por compra de activos	68.734.211	-	68.734.211	54.865.727	-	54.865.727
Total	73.117.482	173.937.537	247.055.019	55.628.946	76.744.851	132.373.797