



ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS ANUALES
ENEL AMERICAS Y SUBSIDIARIAS **2023**





Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Américas S.A.:

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y Subsidiarias, que comprenden los estados consolidados de situación financiera al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022, y 2021 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y Subsidiarias al 31 de diciembre de 2023 y 2022 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022, y 2021 de acuerdo con Normas de Contabilidad NIIF, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección "Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados" del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros consolidados se nos requiere ser independientes de Enel Américas S.A. y Subsidiarias y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Responsabilidades 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 de Contabilidad NIIF, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)). 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.

Al preparar los estados financieros consolidados la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Enel Américas S.A. y Subsidiarias para continuar como una empresa en marcha por al menos los doce meses siguientes a partir del final del período sobre el que se informa, sin limitarse a dicho período.



Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable que los estados financieros consolidados como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable, es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando ésta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa sí, individualmente, o en su sumatoria, éstas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.
- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados.
- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría 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 Enel Américas S.A. y Subsidiarias. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.
- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros consolidados.
- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Enel Américas S.A. y Subsidiarias para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría, y los hallazgos significativos de la auditoría incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.

Nolberto Pezzati

KPMG Ltda.

Santiago, 29 de febrero de 2024

CONTENIDO

I. INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

II. ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADOS, CLASIFICADOS
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS, POR NATURALEZA
ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO
ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADOS, MÉTODO DIRECTO

III. NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

	en miles	Descripciones
US\$	MUS\$	Dólar Estadounidense
CLP	M\$	Peso chileno
EUR	M€	Euro
ARS	MARS	Peso argentino
BRL	MBRL	Real brasileño
COP	MCOP	Peso colombiano
PEN	MPEN	Sol peruano
UF		Unidad de Fomento
UTM		Unidad Tributaria Mensual
UTA		Unidad Tributaria Anual

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados
al 31 de diciembre de 2023 y 2022

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	Nota	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.500.184	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	8	154.679	215.301
Otros activos no financieros corrientes	9	753.276	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	10	3.033.039	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	11	17.343	15.951
Inventarios corrientes	12	497.890	547.447
Activos por impuestos corrientes	13	142.986	122.078
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		6.099.397	7.184.689
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	4.220.062	579.141
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		4.220.062	579.141
Activos corrientes totales	[Subtotal]	10.319.459	7.763.830
Activos no corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	8	5.085.227	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	9	1.863.282	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	10	424.900	479.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	11	3	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	16.575	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	3.868.827	3.623.120
Plusvalía	16	1.367.918	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	17	12.811.169	13.682.190
Propiedad de inversión		7.621	7.341
Activos por derecho de uso	18	185.672	345.939
Activos por impuestos diferidos	19	904.027	864.223
Activos no corrientes totales	[Subtotal]	26.535.221	27.009.817
TOTAL ACTIVOS		36.854.680	34.773.647

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados
al 31 de diciembre de 2023 y 2022

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Pasivos corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	20	1.706.373	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	21	26.143	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	24	3.685.645	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	1.839.784	1.351.875
Otras provisiones corrientes	25	166.597	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	13	139.940	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	9	220.068	264.406
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		7.784.550	7.746.217
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	6	1.942.870	180.755
Pasivos no corrientes o grupos de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		1.942.870	180.755
Pasivos corrientes totales	[Subtotal]	9.727.420	7.926.972
Pasivos no corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	5.039.173	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	21	169.862	176.686
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	24	1.648.541	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	11	313.063	860.651
Otras provisiones no corrientes	25	639.022	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	19	600.518	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	26	1.600.122	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	9	96.164	68.439
Pasivos no corrientes totales	[Subtotal]	10.106.465	11.399.557
TOTAL PASIVOS		19.833.885	19.326.529
PATRIMONIO			
Capital emitido y pagado	27.1.1	15.799.227	15.799.499
Ganancias acumuladas		6.200.229	5.715.317
Acciones propias en cartera		-	(272)
Otras reservas	27.5	(7.494.819)	(8.557.394)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	[Subtotal]	14.504.637	12.957.150
Participaciones no controladoras	27.6	2.516.158	2.489.968
PATRIMONIO TOTAL		17.020.795	15.447.118
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		36.854.680	34.773.647

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	Nota	2023	2022 (Reexpresado) (i)	2021 (Reexpresado) (i)
Ingresos de actividades ordinarias	28	11.768.430	12.040.111	13.230.278
Otros ingresos, por naturaleza	28	1.119.609	2.147.092	1.645.337
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	<i>[Subtotal]</i>	12.888.039	14.187.203	14.875.615
Materias primas y consumibles utilizados	29	(7.671.711)	(8.369.738)	(9.798.987)
Margen de Contribución	<i>[Subtotal]</i>	5.216.328	5.817.465	5.076.628
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		166.243	222.839	196.209
Gastos por beneficios a los empleados	30	(639.215)	(727.797)	(665.946)
Gasto por depreciación y amortización	31	(949.161)	(982.733)	(874.929)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	31	(155.622)	(1.260.639)	(92.615)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	31	(256.513)	(286.301)	(338.317)
Otros gastos por naturaleza	32	(994.781)	(1.143.349)	(1.026.911)
Resultado de Explotación	<i>[Subtotal]</i>	2.987.279	1.639.485	2.274.119
Otras ganancias (pérdidas)	33	(194.790)	(337.436)	3.192
Ingresos financieros	34	475.475	498.918	289.649
Costos financieros	34	(1.635.259)	(1.506.385)	(1.024.084)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	(428)	169	1.181
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	34	84.993	23.714	3.621
Resultado por unidades de reajuste	34	333.192	336.796	30.667
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	1.450.462	655.261	1.578.345
Gasto por impuestos a las ganancias	19	(672.901)	(691.710)	(680.701)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		777.561	(36.449)	897.644
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		394.957	339.548	236.867
GANANCIA (PÉRDIDA)	<i>[Subtotal]</i>	1.172.518	303.099	1.134.511
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		864.269	(44.145)	740.859
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	27.6	308.249	347.244	393.652
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.172.518	303.099	1.134.511
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica de Operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00534	(0,00305)	0,00548
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,00272	0,00263	0,00195
Ganancia (pérdida) por acción básica	US\$ / acción	0,00806	(0,00041)	0,00744
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890	99.587.960
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de Operaciones continuadas	US\$ / acción	0,00534	(0,00305)	0,00548
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	US\$ / acción	0,00272	0,00263	0,00195
Ganancias (pérdida) diluida por acción	US\$ / acción	0,00806	(0,00041)	0,00744
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	107.279.890	107.279.890	99.587.960

(1) El estado de resultados consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de diciembre 2022 y 2021, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dichos ejercicios por las operaciones ahora discontinuadas al rubro Ganancias (pérdidas) de operaciones discontinuadas. Ver nota 6.1 i)

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza (continuación)

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2023	2022 (Reexpresado) (1)	2021 (Reexpresado) (1)
Ganancia (Pérdida)		1.172.518	303.099	1.134.511
Remediación (pérdidas) del plan de beneficios definidos	26	(194.239)	(16.747)	9.312
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	(194.239)	(16.747)	9.312
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	29	446.980	(409.980)	(1.193.451)
Ganancias (pérdidas) por activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		(9.308)	(903)	(9)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(389)	(346)	-
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(32.074)	30.293	18.205
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(32.519)	(64.519)	2.570
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	372.690	(445.455)	(1.172.685)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos	<i>[Subtotal]</i>	178.451	(462.202)	(1.163.373)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		65.402	2.787	(3.023)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	65.402	2.787	(3.023)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		18.122	(7.593)	(8.826)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales		-	12	-
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo	<i>[Subtotal]</i>	18.122	(7.581)	(8.826)
Total Otro resultado Integral		261.975	(466.996)	(1.175.222)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.434.493	(163.897)	(40.711)
Resultado Integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		1.161.375	(228.040)	(131.803)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		273.118	64.143	91.092
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		1.434.493	(163.897)	(40.711)

(1) El estado de resultados consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de diciembre 2022 y 2021, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dicho periodo por las operaciones ahora discontinuadas al rubro Ganancias (pérdidas) de operaciones discontinuadas. Ver nota 6.1

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Estados de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado	Capital emitido y pagado (1)	Acciones propias en cartera	Cambios en Otras Reservas							Otras reservas varias	Total Otras reservas (3)	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras (4)	Total Patrimonio Neto
			Reservas por diferencias de cambio por conversión (2)	Reservas de coberturas de flujo de efectivo	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	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	Otro resultado integral acumulado							
Saldo Inicial al 01.01.2021	9,763,078	-	(4,411,549)	865	-	(692)	93,015	(4,318,371)	(2,754,546)	(7,072,817)	5,415,698	8,106,859	2,227,804	10,333,663	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	740,859	740,859	393,652	1,134,511	
Otro resultado integral	-	-	(850,123)	11,253	(568)	(5)	(33,219)	(872,662)	-	(872,662)	-	(872,662)	(302,560)	(1,175,222)	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91,092	(40,711)	
Emisión de patrimonio	6,036,421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,036,421	6,036,421	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(387,298)	(387,298)	(534,870)	(922,168)	
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	568	-	-	568	(790,250)	(789,682)	(568)	(790,250)	413,410	(376,840)	
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	-	(272)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(272)	-	(272)	
Total de cambios en patrimonio	6,036,421	(272)	(850,123)	11,253	-	(5)	(33,219)	(872,094)	(790,250)	(1,662,344)	352,993	4,726,798	(30,368)	4,696,430	
Saldo final al 31.12.2021	15,799,499	(272)	(5,261,672)	12,108	-	(697)	59,796	(5,190,465)	(3,544,796)	(8,735,261)	5,768,691	12,832,657	2,197,436	15,030,093	
Saldo Inicial al 01.01.2022	15,799,499	(272)	(5,261,672)	12,108	-	(697)	59,796	(5,190,465)	(3,544,796)	(8,735,261)	5,768,691	12,832,657	2,197,436	15,030,093	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(44,145)	(44,145)	347,244	
Otro resultado integral	-	-	(150,439)	(77,953)	(9,229)	(669)	54,395	(183,895)	-	(183,895)	-	(183,895)	(283,101)	(466,996)	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(228,040)	64,143	(163,897)	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(489,011)	(489,011)	
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	607,690	815	9,229	-	(298,066)	319,668	42,094	361,762	(9,229)	352,533	717,400	1,069,933	
Total de cambios en patrimonio	-	-	457,251	(77,138)	-	(669)	(243,671)	135,773	42,094	177,867	(53,374)	124,493	292,532	417,025	
Saldo final al 31.12.2022	15,799,499	(272)	(4,804,421)	(65,030)	-	(1,366)	(183,876)	(5,054,692)	(3,502,702)	(8,557,394)	5,715,317	12,957,150	2,489,968	15,447,118	
Saldo Inicial al 01.01.2023	15,799,499	(272)	(4,804,421)	(65,030)	-	(1,366)	(183,876)	(5,054,692)	(3,502,702)	(8,557,394)	5,715,317	12,957,150	2,489,968	15,447,118	
Cambios en patrimonio															
Resultado Integral															
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	864,269	864,269	308,249	
Otro resultado integral	-	-	454,093	(19,771)	(120,076)	(6,105)	(11,035)	297,106	297,106	297,106	-	297,106	(35,131)	261,975	
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,161,375	273,118	1,434,493	
Dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(259,281)	(259,281)	(342,619)	(601,900)	
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(211,563)	-	120,076	-	-	491,320	365,636	765,469	(120,076)	645,393	95,691	741,084	
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera	(272)	272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total de cambios en patrimonio	(272)	272	242,530	(19,771)	-	(6,105)	480,285	696,939	365,636	1,062,575	484,912	1,547,487	26,190	1,573,677	
Saldo final al 31.12.2023	15,799,227	-	(4,561,891)	(84,801)	-	(7,471)	296,410	(4,357,753)	(3,137,066)	(7,494,819)	6,200,229	14,504,637	2,516,168	17,020,795	

- (1) Ver Nota 27.1
- (2) Ver Nota 27.2
- (3) Ver Nota 27.5
- (4) Ver Nota 27.6

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Estados de Flujo de Efectivo Consolidados, Método Directo
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022	2021
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	18.279.675	19.515.060	19.737.179
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	44.064	44.798	54.073
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	22.120	11.256	11.675
Cobros derivados de arrendamiento y posterior venta de esos activos		5.062	-
Otros cobros por actividades de operación	825.139	743.512	700.664
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(11.018.241)	(10.026.617)	(11.673.564)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(911.850)	(900.848)	(718.763)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(14.389)	(19.864)	(12.624)
Otros pagos por actividades de operación	7.d	(3.761.881)	(4.479.954)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias pagados	(752.941)	(603.020)	(720.829)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(173.113)	(138.897)	(282.281)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	2.538.583	3.818.547	2.615.576
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.e	88.440	316.534
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	476.337	931.012	1.248.281
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(499.173)	(936.068)	(1.265.183)
Préstamos a entidades relacionadas	(1.044)	(1.555)	(48.545)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	186.630	-	-
Compras de propiedades, planta y equipo	(2.134.815)	(2.124.983)	(1.841.204)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles	1.204	-	-
Compras de activos intangibles	(869.931)	(1.428.416)	(1.170.407)
Compras de otros activos a largo plazo	(3.913)	(106.477)	-
Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	10.a)(11.iii	1.421.585	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	(126.365)	(70.931)	(22.787)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	19.100	111.872	43.544
Cobros a entidades relacionadas	1.042	45.636	82.597
Dividendos recibidos	127	541	1.089
Intereses recibidos	135.364	72.098	28.693
Otras entradas (salidas) de efectivo	8.905	(3.038)	1.009.625
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(1.296.507)	(3.193.775)	(1.934.297)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	-	-	(282)
Pagos por otras participaciones en el patrimonio	(5.745)	(44.560)	(29.547)
Total importes procedentes de préstamos	7.f	2.479.842	2.355.735
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	1.022.788	1.495.037	1.670.872
Importes procedentes de préstamos de corto plazo	1.457.054	860.698	1.056.459
Préstamos de entidades relacionadas	7.f	818.291	949.115
Reembolsos de préstamos	7.f	(1.968.541)	(1.975.971)
Pagos de pasivos por arrendamientos	7.f	(49.518)	(60.095)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas	7.f	(897.169)	(662.629)
Dividendos pagados	(360.585)	(665.372)	(962.959)
Intereses pagados	7.f	(857.413)	(758.155)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.f	(33.315)	(1.691)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(874.153)	(863.623)	(594.750)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	367.923	(238.851)	86.529
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	133.087	8.117	(197.269)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	501.010	(230.734)	(110.740)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7	1.165.519	1.396.253
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7.c	1.666.529	1.396.253

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

Notas a los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2023

1.	Información general	12
2.	Bases de presentación de los estados financieros consolidados	13
2.1	Principios contables	13
2.2	Nuevos pronunciamientos y cambios contables	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	18
2.4	Sociedades subsidiarias	19
2.4.1.	Variaciones del perímetro de consolidación	19
2.4.2.	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	21
2.5	Entidades asociadas	22
2.6	Acuerdos conjuntos	22
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio	23
2.8	Moneda Funcional	25
2.9	Conversión de estados financieros denominados en moneda extranjera	25
3.	Políticas contables aplicadas	27
a)	Propiedades, planta y equipo	27
b)	Propiedad de inversión	29
c)	Plusvalía	30
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	30
d.1)	Concesiones	30
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo	31
d.3)	Costos incrementales de obtener un contrato	32
d.4)	Otros activos intangibles	32
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros	32
f)	Arrendamientos	35
f.1)	Arrendatario	35
f.2)	Arrendador	36
g)	Instrumentos financieros	36
g.1)	Activos financieros no derivados	36
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	38
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros	38
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados	39
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura	40
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros	41
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros	41
g.8)	Contratos de garantías financieras	42
h)	Medición del valor razonable	42
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	43
j)	Inventarios	44
k)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	44
l)	Acciones propias en cartera	45
m)	Provisiones	45
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	46
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera	46
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	47
p)	Impuesto a las ganancias	47
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos	48
r)	Ganancia (pérdida) por acción	50
s)	Dividendos	50
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones	50
u)	Estado de flujos de efectivo	51
4.	Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	52
i.	Marco regulatorio	52
ii.	Límites a la integración y concentración	74
iii.	Mercado de clientes no regulados	75
5.	Combinaciones de negocios bajo control común	76
6.	Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas	79
6.1	Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú	80
6.2	Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A.	85
6.3	Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.	85
6.4	Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE	85
6.5	Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud	86
6.6	Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN	87
6.7	Operación de venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC)	88
6.8	Operación de venta de Enel Generación Fortaleza	88
6.9	Operación de venta de Enel Distribución Goiás	88
7.	Efectivo y equivalentes al efectivo	90
8.	Otros activos financieros	93
9.	Otros activos y pasivos no financieros	94
10.	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	96
11.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	99
11.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas	99
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	99
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	100
c)	Transacciones significativas y sus efectos en resultados	101
d)	Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas	101
e)	Transacciones significativas Enel Américas	101
11.2	Directorio y personal clave de la gerencia	105
11.3	Retribución del personal clave de la gerencia	107
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	107
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia	107
11.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	108
11.5	Programa de Unidades de Acciones Restringidas	108
12.	Inventarios	109
13.	Activos y pasivos por impuestos	109
14.	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	110

14.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	110
15.	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	112
16.	Plusvalía.....	115
17.	Propiedades, planta y equipo.....	118
18.	Activos por derecho de uso.....	121
19.	Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos.....	123
a)	Impuesto a las ganancias.....	123
b)	Impuestos diferidos.....	124
20.	Otros pasivos financieros.....	127
a)	Préstamos que devengan intereses.....	128
b)	Obligaciones con el Público No Garantizadas.....	133
c)	Obligaciones con el Público Garantizadas.....	136
d)	Deuda de cobertura.....	137
e)	Otros aspectos.....	137
f)	Flujos futuros de deuda no descontados.....	138
21.	Pasivos por arrendamientos.....	139
21.1	Individualización de Pasivos por Arrendamientos.....	140
21.2	Flujos futuros de deuda no descontados.....	142
22.	Política de gestión de riesgos.....	143
23.	Instrumentos financieros.....	147
23.1	Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.....	147
23.2	Instrumentos derivados.....	148
23.3	Jerarquías del valor razonable.....	150
24.	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes.....	151
25.	Provisiones.....	152
26.	Obligaciones por beneficios post empleo.....	153
26.1	Aspectos generales.....	153
26.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros.....	154
26.3	Otras revelaciones.....	157
27.	Patrimonio.....	158
27.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	158
27.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	159
27.3	Gestión del capital.....	159
27.4	Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio).....	160
27.5	Otras Reservas.....	160
27.6	Participaciones no controladoras.....	162
28.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos.....	163
29.	Materias primas y consumibles utilizados.....	163
30.	Gastos por beneficios a los empleados.....	164
31.	Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9.....	164
32.	Otros gastos por naturaleza.....	165
33.	Otras ganancias (pérdidas).....	165
34.	Resultado financiero.....	166
35.	Información por segmento.....	168
35.1	Criterios de segmentación.....	168
35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	171
35.3	Países.....	174
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	177
36.	Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos.....	183
36.1	Garantías directas.....	183
36.2	Garantías Indirectas.....	184
36.3	Litigios y arbitrajes.....	185
36.4	Restricciones financieras.....	195
36.5	Otras informaciones.....	198
37.	Dotación.....	202
38.	Sanciones.....	203
39.	Medio ambiente.....	204
40.	Información financiera resumida de subsidiarias.....	206
41.	Hechos posteriores.....	209
Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas.....		210
Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera.....		215
Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012.....		217
Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales.....		220
Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje.....		224
Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores.....		225

ENEL AMÉRICAS S.A. Y SUBSIDIARIAS

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

(En miles de dólares – MUS\$)

1. Información general

Enel Américas (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus entidades subsidiarias, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, “Enel Américas” o el “Grupo”).

Enel Américas 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 (en adelante “CMF”) con el N° 0175, y sus acciones registradas y cotizando en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa Electrónica de Chile.

La Compañía estuvo registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (en adelante “SEC”) y sus acciones se transaron en la New York Stock Exchange (“NYSE”) desde 1993 hasta 20 junio de 2022, fecha en la cual los American Depositary Shares emitidos por Enel Américas dejaron de transarse en dicha bolsa, como resultado de la solicitud de deslistamiento presentada por Sociedad ante la SEC el 10 de junio de 2022.

Con fecha 2 de noviembre de 2022, Enel Américas ingresó a la SEC el Form 15F, con el objetivo de desregistrarse voluntariamente de la sección Section 12(g) de la U.S. Securities Exchange Act de 1934, y sus modificaciones (el “Exchange Act”), y terminar, entre otras, 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, se suspendió la obligación de la Compañía de divulgar la memoria anual en Form 20-F y hechos esenciales a través de Form 6-Ks. Finalmente, con fecha 31 de enero de 2023, habiendo transcurrido el plazo de 90 días contemplados en la normativa aplicable desde el envío del Form 15F, y habiéndose cumplido todos los requisitos para ello, se hizo efectivo el desregistro de Enel Américas ante SEC.

Enel Américas es subsidiaria de Enel S.p.A. (en adelante, Enel), entidad que posee actualmente una participación accionaria del 82,3%.

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988 la compañía pasó a llamarse Enersis S.A., mediante modificación de los estatutos. En el contexto del proceso de reorganización societaria llevado a cabo por el Grupo en el año 2016, el 1 de marzo del mismo año la entonces Enersis S.A. pasó a denominarse Enersis Américas S.A. El 1 de diciembre de 2016, se modificó la razón social de la compañía mediante reforma de estatutos, pasando a denominarse finalmente Enel Américas S.A. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 15.276 trabajadores al 31 de diciembre de 2023. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2023 fue de 14.981 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica. Ver Nota 37.

Enel Américas tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como, asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto

invertir y administrar su inversión en sociedades subsidiarias y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2023, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de febrero de 2024, han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF, emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board (IASB)).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Américas y sus subsidiarias al 31 de diciembre de 2023 y 2022, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2021 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidados, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, 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 con NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

2.2 Nuevos pronunciamientos y cambios contables

a) Pronunciamientos contables adoptados por el Grupo a partir del 1 de enero de 2023

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
NIIF 17: Contratos de Seguro	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
Enmiendas 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 NIC 12: <i>Reforma Fiscal Internacional – Reglas del Modelo del Segundo Pilar</i>	1 de enero de 2023

> NIIF 17 “Contratos de Seguro”

El 18 de mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17 Contratos de Seguro, con el objetivo de ayudar a los inversionistas y otros a comprender mejor la exposición al riesgo, la rentabilidad y la posición financiera de las compañías que emiten seguros. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con determinadas características de participación discrecional.

La NIIF 17 reemplaza a la NIIF 4 Contratos de Seguro, que se introdujo como norma provisional en 2004, resolviendo los problemas de comparación creados por esta última, al exigir que todos los contratos de seguros se contabilicen de una manera uniforme. Las obligaciones de seguro se contabilizarán utilizando valores actuales, en lugar del costo histórico. La información se actualizará periódicamente, proporcionando información más útil a los usuarios de los estados financieros.

En diciembre de 2021, el IASB modificó la NIIF 17 “Aplicación Inicial de las NIIF 17 y NIIF 9— Información Comparativa” para agregar una opción de transición “superposición de clasificación” para abordar las posibles asimetrías contables entre los activos financieros y los pasivos por contratos de seguro en la información comparativa presentada en la aplicación inicial de la NIIF 17.

Esta norma es aplicable de forma retroactiva, con algunas excepciones, para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023.

La adopción de esta norma no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

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

El 12 de febrero de 2021, como etapa final a sus mejoras en el ámbito de la materialidad, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros y al Documento de Práctica de las NIIF 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 información sobre sus políticas contables materiales o con importancia relativa en lugar de sus políticas contables significativas. Las modificaciones a la Declaración de Práctica N°2 de las NIIF proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de materialidad o importancia relativa a las revelaciones de políticas contables.

Estas enmiendas son aplicables para períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023.

La Administración ha realizado una evaluación de materialidad o importancia relativa de las políticas contables informadas en sus estados financieros consolidados, considerando tanto la materialidad de las transacciones como la naturaleza de estas u otros sucesos o condiciones relacionados, determinando que no existen impactos en sus revelaciones derivados de la aplicación de estas enmiendas.

Enmiendas a NIC 8 “Definición de Estimaciones Contables”

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

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

Estas enmiendas son aplicables a periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023. Se aplican 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 adopción de estas enmiendas no generó impactos en los estados financieros consolidados del Grupo en la fecha de aplicación inicial.

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 a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias, con el objetivo de aclarar cómo las empresas deben contabilizar impuestos diferidos sobre una transacción única que da como resultado el reconocimiento inicial de un activo y de un pasivo simultáneamente, como es el caso de los arrendamientos, desde la perspectiva del arrendatario, y de las 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. Las modificaciones aclaran que la exención no se aplica a las operaciones que en el momento del reconocimiento inicial den lugar a diferencias temporales imponibles y deducibles iguales, por lo tanto, las empresas están obligadas a reconocer impuestos diferidos sobre dichas transacciones.

Las modificaciones son efectivas para los periodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023.

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

Enmiendas a NIC 12 “Reforma Fiscal Internacional – Reglas del Modelo del Segundo Pilar”

El 23 de mayo de 2023, el IASB emitió enmiendas a la NIC 12 Impuesto a las Ganancias con el objetivo de brindar un alivio temporal a las empresas respecto al reconocimiento de impuestos diferidos que surgen de la Reforma Fiscal Internacional, impulsada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

En octubre de 2021, los países de la OCDE/G20 que representan más del 90% de PIB mundial, acordaron una importante Reforma Fiscal Internacional, basada en un enfoque de dos pilares para abordar los retos fiscales derivados de la digitalización de la economía. La OCDE publicó las reglas del modelo del Pilar Dos en diciembre de 2021, para garantizar que las grandes empresas multinacionales estarían sujetas a una tasa impositiva mínima del 15%.

Las Enmiendas introducen una excepción temporal obligatoria de reconocimiento y divulgación de impuestos diferidos que surjan de la implementación de las reglas del modelo del Pilar Dos, durante el período que tarde dicho proceso.

Estas modificaciones se aplican:

- i) de forma inmediata después de la emisión de las enmiendas y retroactivamente para la excepción temporal de reconocimiento de impuestos diferidos; y
- ii) retroactivamente para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023 para los requisitos de divulgación, los cuales no son obligatorios para cualquier período intermedio que finalice el 31 de diciembre de 2023 o antes.

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

b) Pronunciamientos contables con aplicación a contar de 1 de enero de 2024 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:

Enmiendas y Mejoras	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmiendas a NIIF 16: <i>Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior</i>	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 1: <i>Clasificación de Pasivos como Corrientes o No Corrientes y Deuda de largo plazo con Covenants</i>	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 7 y NIIF 7: <i>Acuerdos de Financiación de Proveedores</i>	1 de enero de 2024
Enmiendas a NIC 21: <i>Ausencia de Convertibilidad</i>	1 de enero de 2025

Enmiendas a NIIF 16 “Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior (leaseback)”

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

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

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

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

El 23 de enero de 2020, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a NIC 1 Presentación de Estados Financieros, con el objetivo de aclarar cómo clasificar la deuda y otros pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas aclaran que un pasivo se clasifica como no corriente si la entidad tiene, al final del período sobre el que se informa, el derecho sustancial de aplazar la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses. La clasificación no se ve

afectada por las expectativas de la entidad o por los eventos posteriores a la fecha del informe. Las enmiendas incluyen la aclaración de los requisitos de clasificación para la deuda que una empresa podría saldar convirtiéndola en patrimonio.

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

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

Estas modificaciones son aplicables de forma retroactiva a contar del 1 de enero de 2024, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

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

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

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

Estas modificaciones son aplicables para los períodos anuales que comiencen a contar del 1 de enero de 2024, permitiéndose su aplicación anticipada.

La Administración ha realizado una evaluación de impactos estimados de esta enmienda, concluyendo que su adopción no generará efectos en los estados financieros consolidados del Grupo en su fecha de aplicación inicial.

Enmiendas a NIC 21 “Ausencia de Convertibilidad”

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

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

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 Américas, 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.

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

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).
- La determinación de la moneda funcional de Enel Américas (ver Nota 2.8).
- Aplicación del modelo de reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias previsto por la NIIF 15 (ver Nota 3.q).

Las estimaciones contables se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos no financieros y plusvalías (ver Nota 3.e).
- 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.m.1 y 26).
- La vida útil de las propiedades, planta y equipo e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.h y 23).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota 3.q).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 3.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones 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.p).

- 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.g.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.f).

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

2.4 Sociedades subsidiarias

Se consideran entidades subsidiarias a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce sí, y sólo si, están presentes 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 Américas tiene poder sobre sus subsidiarias 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 significativas 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.

Las entidades subsidiarias son consolidadas por integración global, tal como se describe en la Nota 2.7.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enel Américas", se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus subsidiarias.

2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación

2023

- Con fecha 8 de febrero de 2023, se constituyó la sociedad Luz de Cataguases S.A. participada en un 60% por la sociedad Enel X Brasil S.A., cuyo objetivo es desarrollo de proyectos de iluminación y señalización en vías públicas, puertos y aeropuertos.
- Con fecha 13 de febrero de 2023, se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Panameñas Generadora Solar Tolé SRL y Generadora Eólica Alto Pacora, S.R.L. con la sociedad Enel Renovable S.R.L. (Ex Enel Solar), siendo esta última la continuadora legal.
- Con fecha 17 de febrero de 2023, nuestra subsidiaria Enel Argentina S.A. enajenó la totalidad de la participación que mantenía sobre Enel Costanera S.A. a la sociedad Central Puerto S.A., correspondiente a un 75,68% de propiedad. Para más detalle ver Nota 6.5.
- Con fecha 13 de abril de 2023, se concretaron las siguientes ventas de participaciones: (1) 57,14% mantenido por Enel Américas sobre Inversora Dock Sud S.A.; (2) 41,25% mantenido por Inversora Dock Sud sobre Central Dock Sud S.A.; y (3) 0,24% mantenido por Enel Argentina sobre Central Dock Sud S.A. Todas

estas participaciones fueron adquiridas por la sociedad Argentina YPF Energía Eléctrica S.A. Para más detalle ver Nota 6.5.

- v. Con fecha 21 de abril de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. vendió el 80% de la participación que mantenía sobre la sociedad Colombia ZE a la sociedad AMPCI EBUS Colombia Holdings SAS. Para más detalle ver Nota 6.4.
- vi. Con fecha 26 de mayo de 2023, se constituyeron las sociedades Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda., Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda. y Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda., participadas en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. Todas estas compañías tienen por objeto el desarrollo de proyectos de energías renovables.
- vii. Con fecha 29 de mayo de 2023, se constituyó la sociedad Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S. participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A.
- viii. Con fecha 1 de agosto de 2023, se produjo la fusión por absorción de las sociedades peruanas Enel Green Power Perú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A y Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.C. con Enel Generación Perú S.A, siendo esta última la continuadora legal.
- ix. Con fecha 20 de septiembre de 2023, se constituyeron las sociedades Enel X Movilidad Urbana S.A. y Luz de Itanhaém S.A., participadas en un 100% y 60%, respectivamente, por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A.
- x. Con fecha 19 de octubre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP vendió el 100% de la participación que poseía en la sociedad Transmisora de Energía Renovable S.A. a grupo Energía de Bogotá S.A. Para más detalle ver Nota 6.3.
- xi. Con fecha 1 de octubre de 2023, se constituyeron las sociedades Luz de Caxias do Sul S.A. y Enel X Demand Response S.A., participadas en un 100% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A.
- xii. Con fecha 1 de noviembre de 2023, se constituyó la sociedad Luz de Ponta Grossa S.A., participada en un 80% por Enel X Brasil S.A.
- xiii. Con fecha 1 de noviembre de 2023, se constituyó la sociedad Enel Green Power Nova Olinda 12 S.A., participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A.
- xiv. Con fecha 13 de noviembre de 2023, en Costa Rica se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Energía Global Operaciones S.R.L. con Globyte S.A., siendo esta última su continuadora legal.
- xv. Con fecha 1 de diciembre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP vendió su participación en la compañía Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., correspondiente a un 100% de propiedad, a sociedad SMN Termocartagena S.A.S. (ver nota 6.7).
- xvi. Con fecha 27 de diciembre de 2023, en Panama se perfeccionó la fusión por absorción de las sociedades Llano Sanchez Solar Power One S.R.L. con Enel Renovable S.R.L., siendo esta última su continuadora legal.
- xvii. En diciembre de 2023, se realizaron las liquidaciones de las sociedades Enel Green Power Argentina S.A.U. y Energía y Servicios South America SpA.

2022

- xviii. Constitución con fecha 19 de enero de 2022, en Brasil, de la sociedad Enel Brasil Central S.A., participada en un 20% por Enel Brasil S.A. y 80% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A., su objetivo es el desarrollo de actividades en el campo de la movilidad eléctrica. En 2023 se modificó la razón social de esta sociedad por Enel Green Power Nova Olinda 13 S.A.
- xix. Con fecha 1 de marzo de 2022, se completó la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A. ESP (Sociedad Absorbente), Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA (Sociedades Absorbidas). La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP, sociedad sobre la cual Enel Américas posee una participación del 57,345% como resultado de esta operación.
- xx. Durante el primer semestre de 2022, nuestra subsidiaria Enel Green Power Perú adquirió el 100% de las acciones de la compañía SL Energy S.A.C., cuyo objeto principal es la evaluación y ejecución de proyectos energéticos, así como también el desarrollo, producción y venta de energía eléctrica.
- xxi. El 23 de agosto de 2022, nuestra subsidiaria Enel Brasil enajenó el 100% de la participación que poseía sobre la compañía Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A. (en adelante Enel Generación Fortaleza S.A., su nombre comercial).
- xxii. Con fecha 26 de septiembre de 2022, se constituyó la compañía Latamsolar Energías Renovables S.A.S. participada en un 100% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP.
- xxiii. Durante el 2022, se constituyeron en Brasil las compañías Luz de Macapá Energía S.A, Luz de Caruaru Energía S.A. y Luz de Jaboaão Energía S.A., participadas en un 51% por nuestra subsidiaria Enel X Brasil S.A., para el desarrollo de proyectos de alumbrado público.
- xxiv. Con fecha 29 de diciembre de 2022, nuestra subsidiaria Enel Brasil concretó la venta del 99,96% de propiedad sobre Enel Distribucion Goiás S.A.
- xxv. Adicionalmente, durante el período 2022, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió el 100% de participación en las siguientes compañías: (1) Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda.; (2) Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda.; (3) Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda.; (4) Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda.; (5) Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda.; (6) Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda.; (7) Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda.; (8) Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda.; (9) Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda.; (10) Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda.; (11) Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda.; (12) Enel Green Power São Cirilo 01 S.A.; (13) Enel Green Power São Cirilo 02 S.A.; (14) Enel Green Power São Cirilo 03 S.A.; (15) Enel Green Power Morro Norte 01 S.A.; (16) Enel Green Power Morro Norte 02 S.A.; (17) Enel Green Power Morro Norte 03 S.A.; (18) Enel Green Power Morro Norte 04 S.A.; (19) Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda.; (20) Ventos De São Cirilo Energias Renováveis S.A.; (21) Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda.; (22) Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda.; (23) Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda.; y (24) Ventos De São Mário Energias Renováveis S.A. Todas estas compañías tienen por objetivo el desarrollo de proyectos de energías renovables.

2.4.2. Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Previo a la fusión llevada a cabo en Colombia el 1 de marzo de 2022 (ver Nota 2.4.1.ii), Enel Américas poseía menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa y Emgesa, en concreto 48,3% y 48,48% respectivamente. Sin embargo, estas compañías tenían la consideración de "sociedades subsidiarias" ya que Enel

Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejercía control sobre las mismas. A este respecto el Grupo poseía un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

Producto de la mencionada fusión, la composición accionaria resultante de la subsidiaria Enel Colombia S.A. ESP otorgó a Enel Américas el control de la misma con un 57,345% de participación.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Américas, directa e 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 voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Américas 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.i.

El detalle de las sociedades que clasifican como asociadas es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Peso argentino	33,33%	-	33,33%	33,33%	-	33,33%
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A. (vii)	Argentina	Peso argentino	-	33,20%	33,20%	-	40,90%	40,90%
Extranjero	Enel X Way Brasil S.A. (i)	Brasil	Real brasileño	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Crédito Fácil Codensa S.A. (ii)	Colombia	Peso colombiano	-	49,00%	49,00%	-	49,00%	49,00%
Extranjero	Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (iv)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Enel X Way Perú S.A. (iii)	Perú	Sol peruano	-	20,00%	20,00%	-	20,00%	20,00%
Extranjero	Enel X Way Colombia S.A.S. (v)	Colombia	Peso colombiano	-	40,00%	40,00%	-	-	-
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Usme ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S. (vi)	Colombia	Peso colombiano	-	20,00%	20,00%	-	-	-

- (i) Con fecha 13 de mayo de 2022, se constituyó la sociedad AQWA View Servicios S.A., participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Brasil S.A. Con fecha 1 de junio de 2022, la nueva sociedad cambió su razón social por Enel X Way Brasil S.A.
- (ii) Durante el primer semestre de 2022, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. adquirió el 49% de participación en la compañía de financiamiento Crédito Fácil Codensa S.A.
- (iii) Con fecha 7 de julio de 2022, se constituyó la sociedad Enel X Way Perú S.A., participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Perú S.A., la cual, a partir de septiembre de 2023 se clasificó como mantenido para la venta (ver Nota 6.1)
- (iv) En febrero de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. adquirió el 20% de participación en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., que tiene como objeto principal la prestación de servicio público de transporte.
- (v) Con fecha 11 de abril de 2023, se constituyó la sociedad Enel X Way Colombia S.A.S. participada en un 40% por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A.
- (vi) Las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y USME ZE S.A.S. pasaron a ser clasificadas como entidades asociadas en abril de 2023, producto de la operación de venta de participación llevada a cabo por Enel Colombia S.A. ESP. Para más detalle ver Nota 6.4.
- (vii) La disminución en la participación en Central Vuelta Obligado S.A. es producto de la venta de Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A. (Ver nota 6.5).

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.i.
- 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.

El detalle de la sociedad que clasifica como negocio conjunto es el siguiente:

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	-	50,00%	50,00%	-	50,00%	50,00%

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades subsidiarias se consolidan 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 las sociedades subsidiarias se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial 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 las sociedades subsidiarias 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 periodo 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 periodos 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 periodo.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades subsidiarias 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 las sociedades subsidiarias 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 of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros 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. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

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".

6. Cuando el Grupo pierde el control de una subsidiaria, cualquier inversión residual en la sociedad previamente controlada se vuelve a medir a su valor razonable en la fecha en que se pierde el control, registrando cualquier ganancia o pérdida resultante en el estado de resultado. Además, el Grupo contabiliza los montos anteriormente

reconocidos en Otro resultado integral en relación con la subsidiaria sobre la cual se pierde el control, como si el Grupo hubiera enajenado directamente los activos o pasivos relacionados.

2.8 Moneda Funcional

La moneda funcional de Enel Américas es el dólar estadounidense (US\$), como así también la moneda de presentación de los estados financieros consolidados del Grupo.

La moneda funcional se ha determinado considerando el entorno económico en que opera la Sociedad. Esta conclusión se basa en que el US\$ es la moneda que influye fundamentalmente en las actividades de financiamiento, emisiones de capital y flujos de efectivos y sus equivalentes. Debido a lo anterior, el US\$ refleja las transacciones, hechos y condiciones que subyacen y son relevantes para Enel Américas.

Toda la información presentada en dólares estadounidenses ha sido redondeada a la unidad de mil (MUS\$) o de millón (MMUS\$) 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 del Grupo con moneda funcional distinta del dólar estadounidense, 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 medio del periodo (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 27.2).

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 ha sido considerada como hiperinflacionaria, de acuerdo con los criterios establecidos en la NIC 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 los tres años anteriores.

De acuerdo con lo establecido en la NIC 29, los estados financieros de las sociedades participadas en Argentina 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 activos y pasivos no monetarios fueron reexpresados desde febrero de 2003, última fecha en que un ajuste por inflación fue aplicado para propósitos contables en Argentina. En este contexto, cabe mencionar que el Grupo efectuó su transición a NIIF el 1 de enero de 2004, aplicando la excepción de costo atribuido para las Propiedades, planta y equipo.

Para propósitos de consolidación en Enel Américas y como consecuencia de la aplicación de NIC 29, los resultados de nuestras subsidiarias en Argentina fueron convertidos al tipo de cambio de cierre del periodo (ARS/US\$), de acuerdo con lo establecido por la NIC 21 "Efectos de las variaciones en los tipos de cambio de la moneda extranjera", cuando se trata de una economía hiperinflacionaria. Anteriormente, los resultados de las subsidiarias argentinas se convertían a tipo de cambio medio del periodo, como ocurre para la conversión de los resultados del resto de las subsidiarias en operación en otros países cuyas economías no son consideradas hiperinflacionarias.

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

	Índice General de Precios
Desde enero a diciembre de 2021	50,95%
Desde enero a diciembre de 2022	94,79%
Desde enero a diciembre de 2023	211,41%

Los efectos de la aplicación de esta normativa en los presentes estados financieros consolidados se detallan en la Nota 34.

Tipos de cambio

Los tipos de cambio utilizados para la conversión de los estados financieros de las distintas subsidiarias extranjeras se presentan de acuerdo a los siguientes valores (moneda local contra el dólar estadounidense):

	al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2021
	Cierre	Medio	Cierre	Medio	Medio
Peso argentino	808,45	808,50	177,16	177,11	102,69
Real brasileño	4,84	4,99	5,22	5,16	5,39
Sol peruano	3,71	3,74	3,82	3,83	3,88
Peso colombiano	3.822,05	4.323,87	4.810,20	4.247,75	3.743,86

Nota: La moneda funcional de las subsidiarias en Centroamérica es el dólar estadounidense.

3. Políticas contables aplicadas

Las políticas contables materiales o con importancia relativa aplicadas en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos aptos, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define periodo sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 17.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 17.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. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 25).

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

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

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

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

Las propiedades, planta y equipo, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada 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 arrendamientos correspondientes a propiedades, planta y equipo, de acuerdo con los criterios establecidos en la Nota 3.f.

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

Clases de Propiedades, planta y equipo	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipo	10 – 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y equipo de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 85
Equipo electromecánico	10 – 60
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Planta y equipo de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

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.

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación, se presenta detalle del periodo restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. – Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	64 años
Enel Generación El Chocón S.A. (Generación) (*)	Argentina	1993	30 años	3 meses
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	64 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	64 años
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	4 años
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2000	22 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023
Enel CIEN S.A. (Garabi II) (Transporte) (**)	Brasil	2002	20 años	Finalizado el 31 de marzo de 2023

(*) El Contrato de Concesión del Complejo Chocón (centrales Chocón y Arroyito) venció el 11 de agosto de 2023. Dicho contrato no prevé extensión del plazo de la concesión ni nuevo llamado a licitación, lo previsto en el mismo es la restitución al poder concedente (Estado Nacional). Sin embargo, con el fin de preservar la seguridad del sistema eléctrico, el regulador determinó que la concesionaria deberá continuar a cargo del complejo hidroeléctrico y cumplir con todas sus obligaciones

hasta el 19 de enero de 2024, plazo que ha sido prorrogado por 60 días adicionales hasta el 19 de marzo de 2024. La prórroga del período de transición podría extenderse hasta un máximo de 12 meses a partir de la fecha de vencimiento de contrato.

(**) Nuestra subsidiaría Enel CIEN tenía como sus activos principales los sistemas de interconexión energética Garabi I y Garabi II, los cuales, a través de dos estaciones de conversión de frecuencia y líneas de transmisión de 2.200 MW, transportan energía entre Brasil y Argentina. En junio de 2020 Ministerio de Minas y Energía de Brasil promulgó la ordenanza que permitía a Enel CIEN operar las líneas Garabi I y Garabi II hasta el 31 de julio de 2022. En diciembre de 2022, se llevó a cabo una nueva subasta por la concesión de las líneas, siendo ganadora de la misma la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. De acuerdo con lo anterior, con fecha 31 de marzo de 2023, Enel CIEN dejó de operar la concesión de Gabari I y Garabi II. Para más detalle respecto a los efectos del término de la concesión, ver Nota 6.6.

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, planta y equipo, éstos se amortizan durante el periodo menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, planta y equipo como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

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

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de inversión

El rubro "Propiedad de inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

Una propiedad de inversión 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 o retiros de propiedades de inversión 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.

c) 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 periodo 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 de la moneda funcional de la matriz se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión al dólar estadounidense 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 periodo (ver Nota 3.e).

d) 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 2023 y 2022, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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 e) de esta Nota.

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

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

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios*. Esta interpretación contable aplica si:

- a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
- b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción o mejora de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- Un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o
- Un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Sin embargo, ambos tipos de contraprestación se clasifican como un activo del contrato durante el periodo de construcción o mejora, de acuerdo con la NIIF 15 (ver Nota 9).

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

Las subsidiarias de Enel Américas que han reconocido un activo intangible y/o un activo financiero por sus acuerdos de concesión son principalmente las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Periodo restante hasta caducidad
Enel Distribución Río S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1996	30 años	3 años
Enel Distribución Ceará S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1997	30 años	5 años
Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande) (Generación) (**)	Brasil	2017	30 años	24 años
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Distribución) (*)	Brasil	1998	30 años	5 años
P.H. Chucas S.A. (Generación) (*)	Costa Rica	2011	20 años	8 años

(*) Se ha reconocido un activo intangible y un activo financiero a valor razonable con cambios en resultados, dado que una parte de los derechos adquiridos por estas subsidiarias son incondicionales (ver Notas 3.g.1 y 8).

(**) Considerando que todos los derechos adquiridos por esta subsidiaria son incondicionales, se ha reconocido únicamente un activo financiero a costo amortizado por esta concesión (ver Notas 3.g.1 y 8).

Al final de cada periodo de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

d.2) Gastos de investigación y desarrollo

El Grupo 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 periodo en que se incurran.

d.3) Costos incrementales de obtener un contrato

El Grupo reconoce como activos intangibles los costos para obtener un contrato con un cliente solo si:

- Los costos son incrementales, es decir, son directamente atribuibles a un contrato identificado y el Grupo no los habría incurrido si no se hubiera obtenido el contrato; y
- El Grupo espera recuperarlos, a través de reembolsos (recuperabilidad directa) o del margen (recuperabilidad indirecta).

En particular, los costos capitalizados por el Grupo al 31 de diciembre de 2023 y 2022 se relacionan fundamentalmente con costos para la adquisición de PPA de suministro y comisiones pagadas a agentes de venta, que cumplen los criterios de capitalización (ver Nota 15).

Los costos de obtener un contrato capitalizados se amortizan de forma sistemática, de forma congruente con el patrón de transferencia al cliente de los bienes o servicios con los que se relacionan. El Grupo amortiza los activos reconocidos de forma lineal durante el período esperado de beneficio del contrato. Además, estos costos capitalizados se someten a pruebas de deterioro para identificar cualquier pérdida por deterioro en la medida en que el valor en libros del activo reconocido exceda la cantidad recuperable.

d.4) Otros activos intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. 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 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

El criterio utilizado para identificar las UGEs se basa esencialmente, en línea con la visión estratégica y operativa de la administración, en las características específicas del negocio, en las normas y regulaciones operativas del mercado en que 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, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso de las UGEs, 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 UGEs 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 y país del que se trate. Las tasas de crecimiento (g) utilizadas para extrapolar las proyecciones al 31 de diciembre de 2023 y 2022 fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	31-12-2023		31-12-2022	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	15,3%		14,3%	
Brasil	Real brasileño	3,8%		3,6%	
Perú	Sol peruano	2,4%		2,0%	2,4%
Colombia	Peso colombiano	3,5%		3,0%	
Costa Rica	Dólar estadounidense	2,2%		2,0%	
Guatemala	Dólar estadounidense	3,9%	5,2%	2,0%	4,0%
Panamá	Dólar estadounidense	2,2%		2,0%	

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, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2023 y 2022 fueron las siguientes:

País	Moneda	31-12-2023		31-12-2022	
		Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
Argentina	Peso argentino	76,7%		67,9%	112,3%
Brasil	Real brasileño	11,1%	24,7%	9,6%	22,4%
Perú	Sol peruano	17,5%		8,7%	15,4%
Colombia	Peso colombiano	14,9%	16,3%	12,6%	14,2%
Costa Rica	Dólar estadounidense	9,0%	12,0%	9,3%	12,3%
Guatemala	Dólar estadounidense	10,0%	11,4%	9,3%	10,4%
Panamá	Dólar estadounidense	9,1%	15,2%	8,8%	13,4%

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.

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 las compañías respecto a la evolución del consumo, como por ejemplo el crecimiento del número de clientes.
- Precios de compra y venta de energía: se basan en modelos de proyección internos desarrollados específicamente. El precio del “pool” previsto se estima considerando una serie de factores determinantes como son los costos y producciones de las distintas tecnologías y la demanda eléctrica, entre otros.
- Medidas regulatorias: una parte importante del negocio de la compañía está regulado y sujeto a una normativa amplia, que podría ser objeto de modificación, ya sea mediante la introducción de nuevas leyes o por modificaciones de las vigentes, de manera que las proyecciones contemplan la adecuada aplicación del conjunto de normas vigentes y aquellas que se encuentran actualmente en desarrollo y se prevé su vigencia durante el periodo proyectado.
- Capacidad instalada: en la estimación de la capacidad instalada 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. En el ámbito de la generación se tienen en cuenta las inversiones necesarias para mantener la capacidad instalada en las condiciones adecuadas de operación, en la actividad de distribución se consideran las inversiones de mantenimiento, mejora y fortalecimiento de la red.
- 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 2023, las desviaciones observadas con respecto a las proyecciones utilizadas para realizar los test de deterioro a 31 de diciembre de 2022 no fueron significativas y los flujos de caja generados en el ejercicio 2023 se mantuvieron en un rango razonable de variación respecto a los previstos para dicho periodo.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro “Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)” del estado de resultados integrales 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 periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Américas analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el acuerdo transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un periodo 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.

f.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.e.

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 esa opción; y v) penalizaciones por término del arriendo, si existe alguna.

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

f.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.

g) 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.

g.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.i y 14) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), 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 valoradas al costo amortizado en el Grupo son: equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, y préstamos. Estos activos se registran a costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo 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 periodo 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 periodo, con excepción de las inversiones en instrumentos de patrimonio, cuyo saldo acumulado en Otros resultados integrales nunca es reclasificado a resultados.

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

Bajo este rubro del estado de situación 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.

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, el Grupo aplica un modelo 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 periodo de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada 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 comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo.

En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas para activos financieros distintos de las cuentas comerciales por cobrar, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, se realiza sobre una base individual.

- > **Enfoque simplificado:** para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, 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 Américas y sus subsidiarias.

Para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y cuentas por cobrar por arrendamiento, el Grupo aplica dos tipos de evaluación de pérdidas crediticias esperadas:

- **Evaluación colectiva:** basada en agrupar las cuentas por cobrar en grupos específicos o "clusters", teniendo en cuenta cada negocio y el contexto regulatorio local. Las cuentas por cobrar se agrupan según las características de las carteras de clientes en términos de riesgo de crédito, información de vencimientos y tasas de recuperación. El Grupo considera una definición específica de incumplimiento, aplicable a todos los clusters.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas de manera colectiva, el Grupo considera los siguientes supuestos:

PD: estimación de incumplimiento promedio, calculado para cada grupo de cuentas comerciales por cobrar mediante un modelo estadístico que considera, entre otras variables, el comportamiento de pago normalizado de los clientes en cada cluster, teniendo en cuenta un mínimo de datos históricos de 24 meses.

LGD: calculada en función de las tasas de recuperación de un tramo predeterminado, descontadas a la tasa de interés efectiva; y

EAD: exposición contable en la fecha de reporte, neta de depósitos en efectivo, incluidas las facturas emitidas, pero no vencidas y las facturas por emitir.

- Evaluación analítica o individual: si las cuentas por cobrar son consideradas individualmente significativas por la administración, y hay información específica sobre cualquier aumento significativo en el riesgo de crédito, el Grupo aplica una evaluación individual de las cuentas por cobrar. Para la evaluación individual, la 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 incumplimiento de 180 días para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito y, por lo tanto, en el deterioro de las cuentas por cobrar.

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

g.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 periodos posteriores, estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

Los pasivos por arrendamiento se miden inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento futuros, determinado de acuerdo con los criterios descritos en la Nota 3.f.

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 23, 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 periodo 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 tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo 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. Si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos financieros".

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 traspasa 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 sólo 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.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

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, entendiendo 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 del Grupo 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 del Grupo.
- 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 el Grupo, 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.

g.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.
- El grupo 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 3.g.1(i)).

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado. Una permuta de un instrumento de deuda con condiciones sustancialmente diferentes, o una modificación sustancial de las condiciones actuales de un pasivo financiero existente (o una parte del mismo), se registra como una cancelación del pasivo financiero original, reconociéndose un nuevo pasivo financiero.

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

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose como tales las garantías concedidas por el Grupo 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 de la Nota 3.m; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 3.q).

h) 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 recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado 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 o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas (como por ejemplo "Bloomberg").

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable 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, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio 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 23.3.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas y negocios conjuntos (ver Nota 2.5 y 2.6 respectivamente) 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 del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, 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 del Grupo 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 se informa que 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 al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

j) 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.

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

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, 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 grupo 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 debe 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 la 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 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) 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.

l) 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 periodo.

m) 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, 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 periodo de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá 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.

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación 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, 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.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su interacción".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de 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.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de las subsidiarias 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 efectivo, 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.

o) 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 periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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

p) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del periodo se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del periodo, 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 periodo 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 por 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 sólo 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 el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados, 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 correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

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

q) 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 Américas 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.
 - Generación: los ingresos se registran de acuerdo a 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.
 - Distribución: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios estipulados en

el mercado eléctrico por la regulación vigente, según se trate de clientes libres o clientes regulados, respectivamente.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Notas 2.3 y 28, y Anexo 3.2).

- Otros servicios: principalmente prestación de servicios complementarios al negocio eléctrico, 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.
- Venta de bienes: los ingresos por venta de bienes son reconocidos en un determinado momento, cuando el control de dichos bienes ha sido traspasado al cliente, lo cual ocurre generalmente en el momento de su entrega física. Los ingresos son medidos al precio de venta independientes de cada bien, asignando cualquier tipo de contraprestación variable que corresponda.

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos; o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

Enel Américas 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 periodo 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 periodo sobre el que se informa.

Además, el Grupo evalúa la existencia de costos incrementales de obtener 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 (ver Nota 3.d.3). Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto, si el periodo 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.

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

r) Ganancia (pérdida) por acción

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

La ganancia básica por acción diluida se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo atribuible a la Sociedad Matriz y el número promedio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho periodo 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.

s) 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, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Américas, 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.

t) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda.

En el caso que la cuenta prima de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en la cuenta "Otras reservas". Posteriormente, estos costos deben ser deducidos del capital pagado, deducción que debe ser aprobada en la Junta Extraordinaria Accionistas más cercana, respecto de la fecha en que los correspondientes desembolsos fueron incurridos.

Los gastos de emisión y colocación de acciones directamente relacionados a una probable transacción futura, se registran como gastos anticipados en el estado de situación financiera. Estos gastos se registran en el patrimonio neto una vez que la emisión y colocación de acciones se realice, o en resultados cuando la condición cambia y ya no se espera que la transacción ocurra.

u) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

- > **Flujos de efectivo:** entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a 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.

4. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico

i. Marco regulatorio:

a) Argentina

El marco regulatorio eléctrico argentino está definido por Ley 24.065, que define una segmentación vertical para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La ley 24.065 estableció las bases para la creación del Ente Regulador de la Electricidad ("ENRE"), la administración del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), la fijación de precios spot y determinación de tarifas de negocios regulados.

Pese a la ley 24.065, sus reglamentaciones posteriores, las continuas crisis económicas por las que atraviesa en forma periódica Argentina han dado señales de intervención en el mercado eléctrico argentino.

El segmento de generación está compuesto por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía y potencia al mercado, a un precio establecido por el regulador, al igual que sus formas de actualización y reajustabilidad. Las últimas actualizaciones del ajuste a las remuneraciones de los generadores se establecieron para el año 2021 en la resolución N°440 publicada el 21 de mayo de 2021 el cual alcanzó a un 29%, aplicado de forma retroactiva a partir de febrero de 2021 y sobre las tarifas definidas en la resolución SE N°31 de 2020, el reajuste correspondiente al año 2022, fue establecido por la resolución N°238 del 21 de abril de 2022, con un ajuste del 30% sobre las tarifas de la resolución N°440 de 2021, retroactivo al mes de febrero de 2022 y un 10% en el mes de junio.

Por medio de la Resolución SE N° 826/2022, la Secretaría de Energía aprobó 2 incrementos para las generadoras para el año 2023, sumando un total del 60%, en línea con la inflación proyectada en el Presupuesto 2023.

- Incrementos en la remuneración para el 2023:
 - Febrero 2023 = 25%
 - Agosto 2023 = 28%
- A su vez, se aprobaron incrementos retroactivos del año 2022, de 20% desde septiembre y 10% en diciembre.
- Se estableció un cambio en la actual Remuneración por Disponibilidad de Potencia en Horas de Alto requerimiento de generación de origen térmico por un criterio de Remuneración por Generación en Horas de Punta.
- Deja de estar afectado el precio de la remuneración de las unidades térmicas por el incumplimiento de la DIGO.
- Incorpora que Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) realice controles de disponibilidad para verificar la efectiva operatividad de las máquinas.

El 7 de febrero de 2023 se publicó la Resolución SE 59/2023 que habilita a los Generadores titulares de Ciclos Combinados a adherir a un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia con CAMMESA, con el objetivo de incentivar las inversiones necesarias de Mantenimientos Mayores y Menores de las máquinas.

Los interesados deberán presentar la solicitud adjuntando:

- Las unidades que asumirán el compromiso.
- Potencia Neta de cada una de las unidades y Disponibilidad Comprometida que no podrá ser inferior al 85% de la Potencia Neta.
- Plazo de Vigencia para cada una de las unidades. El inicio del Plazo de Vigencia del Acuerdo comenzará desde la suscripción del acuerdo con CAMMESA y no podrá ser superior a los 5 años.

El 8 de septiembre de 2023 se publicó en el boletín oficial la Resolución SE N° 750/2023 que actualiza la remuneración de los generadores. La norma ajusta todos los valores retributivos vigentes de la Resolución SE N° 826/2022 en un 23% a partir de septiembre, y con fecha 30 de octubre de 2023 la Resolución SE N° 869/2023 ajusto los valores retributivos vigentes de la Resolución SE N° 750/2023 en un 28% a partir de noviembre.

La Resolución SE 815/2023 estableció una extensión adicional de 100 días a partir de la fecha de vencimiento de los primeros 60 días de prórroga dispuestos en el Artículo 1° de la Resolución SE N° 574/2023, para la hidroeléctrica El Chocón, plazo que vencía el 19 de enero de 2024, y que mediante Resolución SE N° 2/2024 se volvió a prorrogar por 60 días.

El sector de la transmisión es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesto por varias empresas a las cuales el Estado argentino otorga concesiones. Una concesionaria opera y mantiene las instalaciones de más alta tensión, y ocho concesionarias operan y mantienen las instalaciones de media y alta tensión, a las cuales se conectan las empresas de generación, las empresas de distribución y los grandes clientes. Las empresas de transmisión están autorizadas para cobrar distintos peajes por sus servicios.

La distribución es un servicio público que opera en condiciones monopólicas y está compuesta por empresas a las cuales el Estado argentino ha otorgado concesiones. Las empresas de distribución tienen la obligación de suministrar electricidad a los clientes finales dentro de un área de concesión específica, independientemente de si el cliente tiene un contrato con la empresa distribuidora o directamente con una empresa generadora. Las empresas distribuidoras tienen tarifas reguladas y están sujetas a estándares de calidad de servicio. Las empresas de distribución pueden adquirir electricidad en el mercado spot del MEM argentino, al llamado "precio estacional", definido por la SEE argentina como el máximo costo de la electricidad comprada por los distribuidores que puede ser traspasado a los clientes regulados.

Las tarifas de cobro de electricidad son reguladas por el ENRE, en función del proceso de Revisión Tarifaria Integral ("RTI"), las cuales determinan cuadros tarifarios, su duración y los ajustes que sean pertinentes en el tiempo.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó en el Boletín Oficial de la República Argentina la Resolución N° 64/2017, mediante la cual se aprobaron los cuadros tarifarios resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) Posteriormente, en diciembre de 2019, la administración entrante a través de la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva, atendiendo a las crisis económicas vividas por el país y agravadas por la llegada de la pandemia de Covid-19, y la consiguiente declaración de Emergencia Sanitaria y Aislamiento Social Obligatorio, determinados por el DNU N°287 de 12 de marzo de 2020 y DNU N° 297 del 20 de marzo del año 2020.

El DNU N° 1020 reconoce que en el marco de la aplicación de la Ley N° 27.541, se ha producido una rebaja tarifaria (producto de la mantención de tarifas en un entorno inflacionario), que eran necesarias para la situación de económica de emergencia, pero de la misma forma establece que se debe efectuar un mecanismo de ajuste de tarifas para garantizar la continuidad de la normal prestación de los servicios, por lo cual establece la obligatoriedad de dar inicio al Proceso de Renegociación Tarifaria Integral cuyo resultado final debe arrojar un Acuerdo Definitivo de Renegociación en un plazo menor a 2 años, sin embargo este se postergó nuevamente a través del Decreto 815/2022 del 7 de diciembre de 2022.

En tanto no se arribe a una RTI definitiva, bajo los nuevos esquemas establecidos por el DNU N° 1020, se faculta al ENRE a establecer reajustes tarifarios transitorios, para asegurar la estabilidad en la prestación de los servicios. En ese contexto, durante el año 2021 se produjeron 3 cambios de cuadros tarifarios, dos relacionados con el Precio de la Electricidad a transferir a los usuarios y uno referido al valor agregado de distribución. Este último,

con fecha 30 de abril de 2021, reajustó en un 21,8% el valor agregado de distribución (equivalente a un 9% en tarifa del usuario), a la espera del Proceso de Renegociación Tarifaria Integral.

Los reajustes de tarifas transitorios, precios estacionales y el valor agregado de distribución han continuado durante todo el año 2022, subiendo desde una tarifa media vigente de 5,362 \$/kWh. vigente al 1 de febrero de 2022 por medio de la Resolución ENRE N°42/2022, hasta los 9,401 \$/KWh de tarifa media establecida en la Resolución ENRE N°555 del día 3 de noviembre de 2022. Estos reajustes se han aplicado sobre la base de una segmentación de clientes de ingresos altos, medios y bajos, a objeto de ir quitando paulatinamente los subsidios otorgados por el Estado Argentino.

Producto de la crisis sanitaria, se han emitido una serie de reglamentaciones tendientes, a regular distintas situaciones originadas por la pandemia del Covid-19, cabe destacar que estas medidas han ido perdiendo vigencia. como el impedimento del corte de suministro eléctrico a determinados clientes, la suspensión transitoria de la emisión de Notas de Débito y Liquidaciones Complementarias para los consumos no registrados, entre otras. Habiéndose prorrogado los mecanismos de regularización de las deudas mantenidas por las distribuidoras con CAMMESA. Luego de varias postergaciones en la regularización de las obligaciones de las distribuidoras con CAMMESA el 29 de diciembre de 2022 se firmó un acuerdo entre la Secretaría de Energía, el ENRE y las distribuidoras Edenor y Edesur a fin de instrumentar el "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" para las deudas mantenidas con CAMMESA (Art° 87 Ley 27591, DNU 88/22 y Res. SE 642/22). Mediante el cual se reconocen créditos a las distribuidoras de hasta 5 facturas medias del año 2020 en virtud de las medidas tomadas como consecuencia de la pandemia. Acordándose adicionalmente que para las obligaciones remanentes pendientes de pago con CAMMESA originadas hasta el 31 de agosto de 2022 no será de aplicación los recargos por mora y se instrumentará un plan de pagos de 96 cuotas mensuales con 6 meses de gracias y una tasa de interés equivalente de hasta el 50 % de la vigente en el MEM. El día 25 de agosto mediante nota Nota B-168909-1 CAMMESA comunicó a Edesur que la misma procederá a modificar el esquema de capitalización referido a la deuda remanente con las misma, correspondiente al Acta Acuerdo firmada el 29 de diciembre de 2022 en el marco del Artículo 87° Ley 27591, DNU 88/22 y Res. SE 642/22, en función de la instrucción recibida de la Secretaría de Energía. Pasándose de capitalización mensual a semestral la que se aplicará a todos los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que adhirieron a un mecanismo de cuotas crecientes para el Plan de Pagos, y que tienen por objeto morigerar el traslado a tarifas de estos.

El 22 de diciembre de 2022 se firmó entre el Estado Nacional, la Provincia de Buenos Aires y las empresas distribuidoras Edenor y Edesur un nuevo acuerdo para el reconocimiento de los consumos de los barrios carenciados (Acuerdo Marco) correspondiente a la energía consumida por los mismos durante el año 2021. Comprometiéndose el Estado Nacional a reintegrar a dichas distribuidoras a través de un crédito en sus facturas de energía comprada a CAMMESA a efectivizarse durante los primeros días del año 2023.

El 3 de febrero de 2023 el ENRE emitió la Resolución N° 179 la cual aprueba los nuevos cuadros tarifarios a aplicar a partir del 1° de febrero de 2023, que reflejan los aumentos del precio estacional de la energía establecidos en la resolución SE 54/23 (no hay aumento del Transporte ni del FNEE). La resolución señala que: categoría residencial aumenta en promedio un 17%; aplica un esquema de excedentes similar a los N3 para la categoría General con un límite de 800 kWh/mes para este tipo de usuarios y de esta forma los G1 no tienen aumento mientras que los G2 y G3 aumentan entre el 7% y el 16% ; por su parte los T2 aumenta en promedio un 20%; T3 baja y media tensión aumentan en promedio entre 21% y 25% y los GUDIS (demandas mayores a los 300 kW) aumentan en baja tensión un 20%, en media tensión 23% y alta tensión un 25%.

La participación del Costo Propio de Distribución (VAD) al 1 de febrero de 2023 se sitúa en el orden del 20% (al no haberse producido modificación del mismo) y la nueva la tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 11,127 \$/kWh (+18%)

Por medio de la Resolución ENRE N° 240/2023, el ENRE aprobó los nuevos cuadros tarifarios a aplicar a partir del 1° de abril de 2023.

- Incorpora el aumento del FNEE previsto en la resolución SE 719/22 (512 \$/MWh a partir del 1° de abril de 2023) y el primer aumento de VAD o CPD otorgado a EDESUR de 107,83%.
- Publica los nuevos CPD o VAD que estarán vigentes a partir del 1° de junio de 2023 con un aumento adicional otorgado del 74% a aplicar en un próximo cuadro tarifario.
- Establece los nuevos valores del CENs y CESMC que se aplicarán a partir del 1° de abril de 2023 que corresponde al semestre 54 (marzo 2023 - agosto 2023).
- La tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 13,706 \$/kWh (+23%).
- La participación del Costo Propio de Distribución (VAD) al 1 de abril de 2023 se sitúa en el orden del 34% del total de la facturación estimada para la empresa (sin impuestos).

El día 4 de mayo de 2023 el ENRE publicó la Resolución ENRE N° 398 la cual aprueba los nuevos cuadros tarifarios a aplicar a partir del 1 de mayo de 2023, reflejando los Precios Estacionales recientemente aprobados por la resolución de Secretaría de Energía 323/23. Sin existir variación de la remuneración de la distribuidora en esta oportunidad. De esta forma la tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 18,023 \$/kWh (+31%) y la participación del Costo Propio de Distribución (VAD) al 1 de mayo de 2023 se sitúa en el orden del 26% del total de la facturación estimada para la empresa (sin impuestos).

El día 29 de mayo de 2023 se publicó la Resolución ENRE N° 424 la cual aprueba los nuevos cuadros tarifarios a aplicar a partir del 1° de junio de 2023, incorporando el segundo aumento de VAD o CPD otorgado a EDESUR de 74% previsto en la Resolución ENRE 240/23. La nueva tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 21,379 \$/kWh (+19%) y la participación del Costo Propio de Distribución (VAD) al 1 de abril de 2023 se sitúa en el orden del 38% del total de la facturación estimada para la empresa (sin impuestos), considerando en el caso de los usuarios residenciales la energía anual consumida. También la resolución establece los nuevos valores del CENs y CESMC que se aplicarán a partir del 1° de junio de 2023 que corresponde al semestre 54 (marzo 2023 - agosto 2023).

El día 31 de julio de 2023 mediante la Resolución ENRE N° 573 el regulador aprobó los nuevos cuadros tarifarios a aplicar a partir del 1° de agosto de 2023. La misma refleja los Precios Estacionales recientemente aprobados por la resolución de Secretaría de Energía 612/23 y confirmando el nuevo valor del FNEE de 717\$/MWh. De esta forma la tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 22,493 \$/kWh (+5,%) y la participación del Costo Propio de Distribución (VAD) al 1 de agosto de 2023 se sitúa en el orden del 36% del total de la facturación estimada para la empresa (sin impuestos). No habiendo es esta oportunidad modificación de la remuneración de la distribuidora (VAD).

A través de la Resolución 612/2023, la Secretaría de Energía definió los precios mayoristas de la electricidad que estarán vigentes entre el 1° de agosto y el 31 de octubre del año 2023 donde la tarifa media de la distribuidora se ubica en el orden de los 22,493 \$/kWh (+5%).

Motivada en los sucesos ocurridos a partir del día 10 de febrero de 2023, con gran cantidad de clientes sin suministro en baja y media tensión, establece la realización de una Auditoría Técnica Integral para determinar la capacidad y confiabilidad del servicio público de distribución de electricidad y fiscalizar la calidad de servicio

conformación de un equipo interdisciplinario con un Coordinador General, y al menos tres equipos de fiscalización de procesos de:

- Atención Primaria
- Mantenimiento Preventivo e Inversiones
- Costos e Inversiones.

Los equipos efectuaron la auditoria de procesos, para verificar la consistencia de su disponibilidad tecnológica, materiales, insumos y de recursos humanos para realizar los procesos de gestión sustantivos consistentes en, la atención primaria, reclamos, operación, mantenimiento correctivo y preventivo, planificación de inversiones, gestión de pérdidas, auditorías internas de costos y procesos de gestión.

Con fecha 7 de agosto de 2023 se procedió a firmar un Acta entre la Secretaría de Energía y Edesur, con la presencia, notificación y firma del ENRE en dicho momento, tendiente a que el Estado Nacional aporte los fondos necesarios para el Plan de Obras de Alta Tensión presentado por Edesur. Con el objetivo de mejorar la calidad del servicio, así como tomar de referencia los tiempos requeridos para la ejecución de obras de este tipo, considerando los impactos en el servicio público resultantes del incremento de la demanda eléctrica y atendiendo a la urgente necesidad de ejecutar el Plan de Obras referido para mejorar las situaciones detectadas por la alta demanda de energía y potencia en el marco de las temperaturas récord sucedidas en el período estival pasado. Buscando, adicionalmente, de aliviar la carga económica sobre los usuarios. El día 10 de octubre de 2023 la Secretaría de Energía emitió su Resolución N° 828 que permite a las empresas Edesur y Edenor transformar las multas con destino al Estado Nacional en un "Programa de obras, trabajos y/o acciones tendientes a afrontar el próximo verano", siempre y cuando se encuentren al día con sus obligaciones ante CAMMESA. En cumplimiento de la normativa, el día 26 de octubre de 2023 mediante la nota N° 127/2023, se presentó ante la Secretaría de Energía el "Programa de obras, trabajos y/o acciones tendientes a afrontar el próximo verano".

El día 30 de noviembre el ENRE mediante su resolución 857 resolvió declarar inadmisibile el recurso de reconsideración con alzada en subsidio presentado por Edesur, y da por concluida la Auditoría Técnica Integral dispuesta por la Resolución ENRE 237/2023, concluyendo que la empresa distribuidora ha incumplido con las obligaciones sustanciales del Contrato de Concesión, conforme a los resultados obtenidos y dar por concluida la intervención de control y fiscalización de la empresa distribuidora dispuesta por la Resolución ENRE 307/2023 por haber transcurrido el plazo administrativo dispuesto y hallarse cumplidos los objetivos fijados.

El día 2 de diciembre mediante la Resolución SE 976/2023 la Secretaría de Energía (SE) crea dos cargos adicionales mediante los cuales compensará las diferencias entre los costos de energía y de potencia reales de cada mes y los precios estabilizados trasladados a tarifas.

- El efecto es que no habrá estabilización estacional para estos usuarios.
- Por lo pronto, Cammesa publicará usuario por usuario el valor de estos cargos, lo facturará en las transacciones de compras de energía con los distribuidores y la distribuidora deberá trasladar dichos cargos a los usuarios de forma similar a lo que hoy se hace con los cargos de comercialización y administración del Mem (renovables).
- Asimismo, el ENRE aún debe emitir la normativa definiendo y aprobando la aplicación de los referidos cargos.

El 16 de diciembre la nueva administración nacional emitió el DNU 55/2023, el cual declaró la Emergencia del Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2024, estableciendo lo siguiente:

- instruyó a la SE para que elabore, ponga en vigencia e implemente acciones necesarias e indispensables con el fin de establecer los mecanismos para la sanción de precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener en términos reales los niveles de ingresos y cubrir las necesidades de inversión, para garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y los usuarios de todas las categorías;
- determina el inicio de las RTI correspondientes cuya entrada en vigencia no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024;
- dispone la intervención del ENRE y del ENERGAS a partir 1° de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio y faculta a la SE a designar dichos interventores, los cuales deberán Informar sobre el cumplimiento de los procesos de renegociación dispuestos por la Ley N° 27.541 y por el Decreto N° 1020 del 16 de diciembre de 2020 y otros y realizar los procesos de RTI, pudiendo aprobar adecuaciones transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos involucrados, a cuenta de lo que resulte de la RTI.

El 20 de diciembre se publicó el DNU N° 70/23 denominado "Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina". En principio los dos puntos importantes, vinculados al segmento del Mercado Eléctrico, que devienen de derogar la Ley N° 25.822 de Plan Federal de Transporte Eléctrico y los Decretos Nros. 1491 del 16 de agosto de 2002, 634 del 21 de agosto de 2003 y 311 del 21 de marzo de 2006 son:

- El primero vinculado al Transporte Eléctrico que se da de baja a la ejecución del Plan Federal y se anula el esquema de financiación que determinaba la Ley.
- En segundo término, resalta que se da de baja a las restricciones que había para operar para exportar energía eléctrica y a la aplicación de impuestos nacionales a la misma.

Régimen de Fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica (Ley N° 27.424)

- Elimina el FODIS (incentivos y beneficios promocionales) y el régimen de fomento de industria nacional.

Se otorgan facultades a la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía para redeterminar la estructura de subsidios vigentes (este beneficio considerará un porcentaje de los ingresos del grupo conviviente, de manera individual o conjunta), asegurando a los usuarios finales el acceso al consumo básico de:

- Energía eléctrica bajo las leyes nro. 15.336 y 24.065
- Gas Natural según leyes nro. 17.319 y 24.076.

Con fecha 4 de enero de 2024, por medio de la Resolución ENRE No 2/2024, se convocó a una audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones respecto a las propuestas de las concesionarias del servicio público de distribución de energía eléctrica, Edenor S.A. y Edesur, tendientes a obtener una adecuación transitoria en la tarifa. La audiencia pública se celebró el 26 de enero de 2024, y, con fecha 31 de enero de 2024, el ENRE emitió la Resolución No 83, mediante la cual aprueba el correspondiente informe final, en cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento General de Audiencias Públicas.

Cumplido el proceso anterior, con fecha 15 de febrero de 2024, el ENRE emitió la Resolución No 101/2024, que aprueba los nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir de su publicación en el Boletín Oficial, lo que ocurrió el 16 de febrero de 2024. Esta resolución contempla un aumento promedio del 323% en el CPD y aprueba una fórmula de actualización mensual a partir de mayo de 2024 sobre la base de una combinación de los índices de variación salarial, de precios mayoristas y de precios al consumidor. Por otra parte, incorpora un aumento del costo mayorista de la energía del 181%, si bien mantiene el subsidio para los segmentos residenciales N2 y N3 (menores ingresos e ingresos medios). Como consecuencia de lo anterior, la nueva tarifa media pasa a 72,808

\$/kWh, lo que representa un aumento del 232%. Además, a partir de esta modificación, la tarifa queda compuesta por un 40% de costo mayorista, un 35% de CPD y un 25% de impuestos.

b) Brasil

El regulador es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica ("ANEEL"), que incluye entre otras responsabilidades el proceso de fiscalización de concesiones y autorización de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, promulgación del marco regulatorio, y establecimiento de procesos de licitaciones bajo la directiva del Ministerio de Minas y Energía ("MME").

El Operador Nacional del Sistema Eléctrico ("ONS") es la entidad responsable por la coordinación y control de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional ("SIN") de Brasil. La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica ("CCEE") opera el mercado de compras y ventas de energía eléctrica en Brasil mediante realización de la liquidación financiera del mercado, que incluye los contratos negociados en el mercado libre y regulado.

El sector de generación está organizado sobre una base competitiva por contratos de energía en el mercado regulado con distribuidores regulados por medio de subastas centralizadas de energía o en el mercado libre, con comercializadoras o clientes no regulados por medio de contratos bilaterales. Las diferencias entre la producción y las ventas (demanda) se negocian en el mercado de corto plazo y son valorados al Precio de Liquidación por Diferencias ("PLD" en sus siglas en portugués).

Para los generadores hidroeléctricos, existe un mecanismo que busca reasignar el riesgo hidrológico compensando las diferencias entre la energía firme de la planta hidrológica y su producción real, denominado Mecanismo de Reubicación de Electricidad ("MRE" en portugués).

El sector de transmisión opera en condiciones de monopolio público / privado con contratos de concesión subastados. La ANEEL fija los ingresos anuales de las empresas de transmisión para todas las empresas eléctricas con operaciones de transmisión en Brasil. Los ingresos por transmisión consideran una tarifa fija que no depende de la cantidad de electricidad que fluye por la red. La red de transmisión comprende cualquier activo de transmisión que opere por encima de 138 kV.

La distribución es un servicio público que opera en condiciones de monopolio. Las empresas autorizadas a operar el servicio de distribución tienen una concesión para actuar en un área de concesión definida geográficamente. Los distribuidores concesionados, están obligados a comprar su energía a través del mercado regulado.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos y/o pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits eventuales ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios subsiguientes. Dicho mecanismo se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) cuyo objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario para evitar ganancias o pérdidas tarifarias por costos de la Parcela A (costos no administrados por la distribuidora).

En marzo de 2023 se aprobó la Revisión Tarifaria de Enel Distribución Rio, en abril la Revisión Tarifaria de Enel Distribución Ceará, y en julio la Revisión Tarifaria de Enel Distribución São Paulo.

Empresa	Fecha de ajuste de tarifa	Variación media de ajuste	
		Alta tensión	Baja Tensión
Enel Distribución Rio	Marzo de 2023	-4,91%	+6,18%
Enel Distribución Ceará	Abril de 2023	-3,77%	+5,51%
Enel Distribución Sao Paulo	Julio de 2023	-6,10%	-0,97%

En función de los descalces entre los costos de energía reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado “Banderas Tarifarias” que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde. En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico.

Actualizaciones regulatorias en el ámbito del negocio de distribución, se destaca que el 7 de enero de 2022, se publicó la Ley 14.300/2022 que trata del Marco Legal de la Generación Distribuida (GD) en Brasil. La ley prevé cambios graduales en el sistema de compensación de energía (net metering) para nuevos sistemas de GD y garantiza la manutención de las reglas actuales hasta 2045 a las plantas ya en operación o que se instalen en los 12 meses subsecuentes. De manera adicional, crea un período de transición para las nuevas plantas de Generación Distribuida que se conecten de 07/Ene/23 hasta 07/Jul/23. Pasado el periodo de transición, los consumidores con GD deberán pagar por el 100% del peaje de red (tarifa de uso de la red de distribución), netos de los beneficios sistémicos generados por la GD que deberán ser calculados por el Regulador en los 18 meses siguientes a publicación de la ley.

1. Distribución

Panorama de las renovaciones de concesiones en Brasil

Cerca de 57 millones de clientes (20 distribuidores) estarán sujetos a renovación hasta 2031 (cerca del 60% del mercado brasileño).

Enel Rio de Janeiro: diciembre de 2026; Enel Ceará mayo de 2027 y Enel Sao Paulo junio de 2028. Se espera la Publicación de un Decreto Presidencial para los Lineamientos de la Renovación de Concesiones y después a abertura de Consulta pública de la Aneel para definir el nuevo contrato de concesión aún en 2024. Enel Rio ha enviado el 6 de diciembre de 2023 la solicitud de prórroga no vinculante, para poder optar a la renovación de la concesión.

Smart Meters

Enel Distribución São Paulo alcanzó los 609.000 medidores inteligentes instalados hasta noviembre de 2023. Con las funcionalidades disponibles del medidor inteligente, desde el 2022, ya se han podido realizar en forma remota más de 3,4 millones de facturas, 195.000 cortes y 145.000 reconexiones.

Revisión Tarifaria Extraordinaria Enel Rio de Janeiro

El 31 de octubre, la ANEEL aprobó la Revisión Tarifaria Extraordinaria (RTE) de Enel Distribución Rio de Janeiro con motivo de la pandemia y de la ley de prohibición del corte de energía. Los efectos de la RTE, de acuerdo con la Orden ANEEL n° 4.089/2023, serán considerados como un componente financiero en el próximo proceso tarifario de la Compañía, a realizarse el 15 de marzo de 2024. Por ser un efecto que Enel ya conoce, Rio de Janeiro realizó en los registros contables de la compañía, siendo: EUR 32,9 millones (US\$ 36,36 millones) al 31 de diciembre de 2023.

2. Generation and Trading

Regulador aprueba norma de reembolso por restricciones a plantas solares

ANEEL aprobó en septiembre de este año, el reglamento que establece los procedimientos para el pago de restricciones a plantas solares. La norma entra en vigor en abril de 2024 con un mecanismo similar al de la energía

eólica. La regla es restrictiva y penaliza intensamente a los generadores, así que, Enel Brasil y otras generadoras afectadas están tomando acciones administrativas y judiciales para cambiar esta norma.

3. Actualizaciones Regulatorias y Otros

Cambios en la gobernanza de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE)

La Presidencia de la República y el Ministerio de Minas y Energía (MME) publicaron decreto con modificaciones en la organización, responsabilidades y funcionamiento de la CCEE con base en los nuevos lineamientos de monitoreo y seguridad del mercado.

c) Colombia

En 1994 se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea un ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Existe libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, mientras que para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía (MME), que a través de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y controlar a las empresas del sector; adicionalmente, la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

La actividad de generación está compuesta por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia en el caso del cobro aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados usuarios no regulados mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kV constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (STN). Deben dar acceso a terceros en igualdad de condiciones y reciben un ingreso regulado por sus servicios. Los ingresos de transmisión incluyen un cargo de conexión que cubre el costo de instalación y un cargo por uso.

Los distribuidores constituyen monopolios naturales regionales con remuneración regulada por la CREG y soportada en criterios de eficiencia y calidad en la prestación del servicio. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP) además de otras actualizaciones periódicas previstas en la regulación. Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentran la remuneración de las inversiones efectuadas las que se encuentran debidamente aprobadas por el regulador, en el caso la actividad de Distribución de Enel Colombia el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021, en diciembre del mismo año a través de la Resolución CREG 215 se estableció la nueva tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica que está vigente a partir del año 2022 ascendente a 12,09%.

Las transacciones de energía del sector eléctrico se fundamentan en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales, Subastas de Contratación de Largo Plazo – SCLP y otros mecanismos de comercialización habilitados en el marco de la resolución CREG 114 de 2018. Adicionalmente, los agentes del sector pueden transar energía a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda.

Además, para promover la expansión del sistema, así como garantizar la disponibilidad de la oferta de Energía, se cuenta con dos mecanismos: i) las subastas de Obligación de Energía Firme (“OEF”) del esquema de “Cargo por Confiabilidad” y ii) las subastas de contratos de largo plazo como fomento a las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER).

En el caso de las OEF, están reguladas a través de distintas resoluciones de la CREG que determinan si las subastas se efectúan sobre plantas existentes o proyectos futuros, como por ejemplo la CREG 101-017 de 2022, que da la opción de participar a las plantas generadoras en base a gas natural, la CREG 101-004 de 2022, que estableció la oportunidad en que se asignarán las OEF del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para los períodos comprendidos de diciembre 1° de 2023 a noviembre 30 de 2024, y diciembre 1° de 2024 a noviembre 30 de 2025, y la CREG 133 de 2021 que propone definir un esquema competitivo para la asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes, la cual aún está en discusión.

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FNCER, se encuentran respaldadas por la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, y la Ley 1955 de 2019. Esta última, en su artículo 296, establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía (entre el 8 y el 10%). La legislación vigente se modernizó mediante la Ley 2099 de 2021, que define el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, y entre otros se establece los beneficios tributarios que se constituyen como incentivos.

En febrero de 2023, El Director del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República – DAPRE publicó el decreto 0227 por el cual se reasumen algunas de las funciones Presidenciales de carácter regulatorio en materia de servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones, donde se establece la reasunción por parte del Presidente de la República, de las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios por tres (3) meses a partir de su vigencia. No obstante, en marzo de 2023, el Consejo de Estado emitió un Auto que decretó medida cautelar de urgencia de suspensión provisional de los efectos jurídicos del decreto 0227 de 16 de febrero de 2023.

En febrero de 2023, la CREG publicó la Resolución 101 005 de 2023, por la cual amplió el período de aplicación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores ante el ASIC y LAC por cuatro (4) meses y hasta un 20%, reconociendo los intereses respectivos.

En febrero de 2023, la CREG publicó la Resolución CRE 101 008 de 2023 por la que permitió la realización de convocatorias públicas con objeto exclusivo para compras de energía provenientes de fuentes no convencionales de energía renovable, para dar cumplimiento a la obligación señalada en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019.

En marzo de 2023, mediante Resoluciones 101-006/23 y 101-007/23, la CREG emitió en firme el marco normativo que tiene como objeto establecer la metodología de cálculo de la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), de plantas solares fotovoltaicas y plantas eólicas, así como los requisitos de reporte de información de estas plantas.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la resolución CREG 101 015 de 2023, para ampliar el periodo de aplicación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores frente a generadores, transmisores y distribuidores. Esta resolución crea un tercer tramo, que corresponde a los meses de mayo a agosto de 2023, para que los agentes comercializadores que atiendan la demanda regulada puedan diferir por 18 meses, a partir de septiembre de 2023, el pago de sus obligaciones facturadas por el ASIC y el LAC, frente a los agentes generadores, transportadores y distribuidores. La tasa de interés aplicable será la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales. En septiembre de 2023, mediante Resolución CREG 101 023 de 2023, se extendió nuevamente el diferimiento, por los mismos cuatro (4) meses, creando el tramo 4 que comprende los meses de septiembre a diciembre de 2023.

En mayo de 2023 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la Resolución CREG 101 016 de 2023, cuyo objetivo es adoptar medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista (MEM).

El Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 fue expedido el 19 de mayo de 2023 (Ley 2294), con disposiciones transversales para toda la cadena del sector. En lo correspondiente a generación, se destaca la modificación a las transferencias que deben asumir los proyectos FNCER (6% para plantas nuevas y 4% para plantas en operación) y la eliminación de la exención del impuesto sobre las ventas para paneles solares. Para distribución, se resalta la posibilidad de flexibilizar el plan de inversiones y la agilización de licenciamientos para proyectos de infraestructura, disposiciones que impulsan la movilidad eléctrica y otras que paralelamente la desincentivan, remuneración por el uso de la infraestructura por parte de telemáticos, promoción de autogeneración en edificios de la administración pública y normalización de redes en asentamientos subnormales. En cuanto a asuntos ambientales, se hacen relevantes las indicaciones para los planes de ordenamiento territorial, la creación de consejos territoriales del agua y la priorización del diálogo y concertación con población campesina. Finalmente, se habilitó a la empresa encargada del servicio de interconexión nacional (transmisión) para participar en las actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad, y se incluyeron algunos artículos para impulsar y financiar proyectos en torno a la transición energética.

En junio de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 0929, por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio de energía eléctrica. En este Decreto, el Ministerio define políticas para que tanto la CREG como el Consejo Nacional de Operación reglamenten temas relacionados con: promoción de la participación ciudadana, el Prestador de Última Instancia – PUI, participación de la demanda en el mercado mayorista, remuneración de excedentes de energía en esquemas que utilicen FNCER, exoneración del cobro de energía reactiva a los autogeneradores a pequeña escala con FNCER, mecanismos de compra de energía para el mercado regulado, y la valoración de recursos de generación en el corto plazo.

Igualmente, en junio la CREG anunció la aprobación de los reglamentos operativos, comerciales y del coordinador regional que regirán el funcionamiento del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que comprende transacciones internacionales de electricidad coordinadas entre Colombia, Ecuador y Perú. Dichas transacciones se extenderían en un futuro a Bolivia y Chile en el marco de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

En el mismo mes, la CREG expidió la Resolución 101 017 de 2023, que tiene modificado el cronograma de asignación de transporte del año 2023, con el fin de dar un plazo adicional al responsable de la asignación de capacidad de transporte para terminar las tareas en ejecución, revisar y ajustar, en caso de ser necesario, las situaciones señaladas sobre el procedimiento y preparar las actividades requeridas para el siguiente proceso de asignación de capacidad.

En julio del 2023, la CREG expidió la Resolución 101 018 de 2023, en la que definió un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía.

En agosto de 2023, el MME expidió para comentarios los documentos de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa (TEJ) que incluyen los resultados de diálogos nacionales realizados entre septiembre de 2022 y abril de 2023, un diagnóstico base para la TEJ, escenarios nacionales y recomendaciones para la política pública habilitante, y potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos finales.

En agosto de 2023, el Gobierno Nacional emitió el Decreto 1276 de 2023, en el marco de emergencia económica, social y ecológica, la norma establece que las transferencias por la generación de energía, que inicialmente estaban establecidos para los municipios y distritos de la zona de influencia de los proyectos, podrán ser destinados a otros municipios y distritos del departamento de La Guajira; establece una destinación específica para estas transferencias para proyectos relacionados con la Transición Energética; autoriza a la CREG la creación de un régimen tarifario especial y diferencial de carácter transitorio para el Departamento de La Guajira; y establece una contribución de 1.000 COP por factura que deberán pagar todos los usuarios de los estratos 4, 5 y 6 y de 5.000 COP para los usuarios industriales y comerciales.

En septiembre de 2023, la CREG publicó la Resolución 101 024 de 2023, mediante la cual amplió el ámbito de aplicación y la vigencia del precio de referencia transitorio para el cálculo de garantías que cubren las transacciones del mercado de energía mayorista, establecido en la Resolución 101 016 de 2023, extendiéndolo hasta el 30 de abril de 2024.

En septiembre de 2023 fue expedida la ley sobre Pasivos ambientales, en la que se incluye su definición y disposiciones para la gestión y creación de órganos a nivel nacional, dirigidos especialmente por el Ministerio de Ambiente. Se indica que dentro del año siguiente a la entrada en vigencia de la ley, se deberán fijar los lineamientos para la formulación, implementación y evaluación de una Política Pública, con un diagnóstico previo para la Gestión de Pasivos Ambientales, con un plan de acción y seguimiento a cargo de Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Salud y Ministerio de Ambiente.

En septiembre de 2023, la CREG publicó la Resolución 101 021 de 2023 en la que decide ampliar el cronograma de la subasta de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para el periodo 2027-2028, con el fin de viabilizar una mayor participación de oferentes para el desarrollo de proyectos. La subasta se realizará el 15 de febrero de 2024. El aplazamiento ocurrió unas semanas después de que, a través de los decretos de emergencia económica para La Guajira, se permitió que los proyectos de fuentes no convencionales que no cumplirán con la entrega de energía a la que se comprometieron en las subastas realizadas en 2019 y 2021, puedan presentarse en la nueva subasta de OEF y tener prioridad en la asignación de cargo por confiabilidad.

En el marco de la revisión de constitucionalidad que se desarrolló sobre el Decreto Legislativo 1085 de 2023, que declaró el estado de emergencia económica, social y ecológica del Departamento de la Guajira, la Corte Constitucional, mediante la Sentencia C-383/23, declaró inexecutable el mencionado Decreto, concediendo solo efectos diferidos por un año a dicha decisión, respecto de la amenaza de agravamiento de la crisis humanitaria por la menor disponibilidad de agua. De la misma forma, la Corte Constitucional, mediante la Sentencia C-463/23 declaró la inexecutable por consecuencia del decreto legislativo 1276 de 2023, que preveía medidas para la transición energética en el departamento de la guajira.

Dentro del paquete de medidas que ha tomado el Gobierno Nacional para mitigar los impactos de la crisis tarifaria en los flujos de caja de las empresas comercializadoras de energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emitió los Decretos 1637 y 1638 de 2023, creando dos líneas de crédito a cargo de Findeter para apoyar las necesidades de liquidez del sector eléctrico.

En octubre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía igualmente expidió la Resolución 40619, a través de la cual definió que durante el Fenómeno El Niño únicamente se exportará energía generada por plantas térmicas que operen con combustibles líquidos, que no se requieran en el despacho para cubrir la demanda doméstica. La medida estará vigente hasta el 30 de abril de 2024 y podrán ser derogada o prorrogada según la evolución del abastecimiento hidroeléctrico. Posteriormente esta resolución fue modificada por la Resolución 40718 de 2023, permitiendo que las exportaciones se puedan hacer por parte de todas las plantas térmicas que no entren en el despacho central, sin importar el combustible que utilizan para generar.

En octubre, igualmente la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG 105-003 de 2023 publicó en firme el Reglamento Interno de la Comisión. Destacamos los siguientes aspectos: (i) El número de miembros de la Comisión se reduce de 8 a 6 miembros, reelegibles una vez, (ii) se aprobará un calendario anual de Sesiones CREG, (iii) El quorum de la Comisión se reduce de 7 a 5 miembros para sesionar, de este deben votar 4 expertos, (iv) el quorum del comité expertos se reduce de 5 a 4, uno de ellos debe ser el Director Ejecutivo, (v) sobre las decisiones de la Comisión, El MME podrá hacer correcciones de forma o solicitudes de aclaración, antes de firmar.

En noviembre de 2023, dando cumplimiento al mandato establecido en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) publicó la resolución CRC 7242 de 2023 por medio de la cual estableció un valor tope para el aumento anual de las tarifas que los operadores de telecomunicaciones pagan por usar la infraestructura de las empresas de energía eléctrica y de telecomunicaciones en zonas de difícil acceso y con poblaciones en situación de vulnerabilidad.

La CREG igualmente publicó en noviembre la Resolución 101-022 de 2023. Luego de la gestión realizada por Enel directamente, como también junto con algunas empresas y gremios, la Comisión determinó publicar de manera definitiva cambios a la forma como se ajustan anualmente las garantías otorgadas por los usuarios de los proyectos de expansión del STN, para los casos en los que se aplaza la fecha de puesta en operación - FPO, de los proyectos del STN ejecutados mediante convocatorias.

En diciembre, en el marco de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático COP28, el Ministro de Minas y Energía anunció la publicación de los pliegos y bases de condiciones para la primera licitación eólica costa afuera. El documento fue publicado por el administrador de la Subasta que es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En diciembre de 2023, la CREG publicó la Resolución CREG 101 028 de 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007, la cual establece una alternativa para la recuperación de los saldos de opción tarifaria, donde se incluyó una nueva variable denominada COT (costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador correspondiente) en el componente C de la fórmula tarifaria. La aplicación de las disposiciones es voluntaria por parte de los comercializadores que decidan acogerse a las medidas, previo aviso a la CREG y a la SSPD.

En diciembre de 2023, la CREG a través de la Resolución CREG 101 029 de 2023 estableció la tasa de interés reconocida para el cálculo del saldo acumulado de la opción tarifaria. Se define como la tasa mensual ponderada de los créditos obtenidos por el comercializador y también se define el porcentaje de variación mensual PV el cual tendrá un valor mínimo de 0,6%.

En diciembre de 2023, el MME publicó el Decreto 2236 de 2023 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 en lo relacionado con las Comunidades

Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia. El Decreto crea la actividad de autogeneración colectiva (AGRC), autogenerador colectivo (AC).

A través del Decreto 2335 de 2023, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME), con el fin de reglamentar el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 en lo relacionado con el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia". Siendo el MEM la entidad que determinará los lineamientos, condiciones y requerimientos técnicos que han de cumplir los proyectos para la realización de estudios de evaluación del Hidrógeno Blanco y otros gases o sustancias asociadas y su posterior exploración y explotación.

d) Costa Rica

La actividad de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están catalogadas de acuerdo con la Ley 7.593 como servicios públicos, por lo cual la participación de los distintos actores en este sector está fuertemente concentrada en el Estado. Existen ocho empresas distribuidoras de energía eléctrica, de las cuales dos pertenecen al Estado y concentran tres cuartas partes de la demanda, dos son empresas municipales y las restantes cuatro son cooperativas. La participación de entes privados distintos de las cooperativas se da únicamente a nivel de generación y está regulada por en las leyes números 7.200 y 7.508.

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular del sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N° 7593). La Ley N°7593 le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N° 7200 y N° 7508. Según su ley de creación (Ley N° 449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

La empresa estatal, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el mayor generador del país y único comprador de la energía. A la fecha únicamente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión, según la Ley N.° 8345.

La Ley N.° 7200 autoriza la generación privada en Costa Rica, mediante centrales de hasta 20 MW de capacidad instalada y de fuente hidroeléctrica y no convencionales; además, la ley establece que el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional.

Y como mínimo, el 35% del capital social de toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE, debe ser propiedad de ciudadanos costarricenses.

Por otra parte, a través de la Ley N.º 7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.º 7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer), y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.º 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE.

Dado el esquema estatal del ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios en Costa Rica, no existen para los generadores públicos o privados de Costa Rica conceptos como el mercado spot o clientes libres.

El sistema de transporte de electricidad cumple con todas las características de un monopolio natural. La expansión del sistema la realiza el ICE, en concordancia con los programas de expansión de las empresas generadoras y distribuidoras de electricidad. La transmisión de energía eléctrica es responsabilidad de la Unidad Estratégica de Negocios Producción Electricidad (UEN PE) del ICE.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica está compuesta por subestaciones, líneas, transformadores y equipo de compensación de potencia reactiva. La misma opera a dos niveles de tensión principales, siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte y desde el Atlántico. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central que forma un anillo central.

El papel del distribuidor como intermediario en la energía es de vendedor único en su zona de atención y el costo de compra de la energía al Sistema de Generación es trasladado directamente a las tarifas del Sistema de Distribución. A partir del 2013 se aplica una metodología para reconocer trimestralmente el impacto de los combustibles en las tarifas, previo ajuste de la tarifa de generación para no duplicar dicho impacto.

Adicionalmente, la Ley 10086 2021, Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, tiene como objeto establecer las condiciones necesarias para promover y regular las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables.

Así mismo, se cuenta con la Ley 9518 de 2018, incentivos y promoción para el transporte eléctrico, la cual tiene por objeto crear el marco normativo para regular la promoción del transporte eléctrico en el país y fortalecer las políticas públicas para incentivar su uso dentro del sector público y en la ciudadanía en general. Esta Ley fue modificada durante el 2022 por la Ley 10209, cambiando algunos de los incentivos a los vehículos eléctricos.

En febrero de 2023, la Dirección sectorial de energía del Ministerio de Ambiente y Energía – MINAE publicó el Decreto 43879 de 2023, por el cual regula la Ley 10086 de 2022 sobre la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos - DER del Sistema Eléctrico Nacional - SEN, bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad. El decreto es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas, que posean, operen, diseñen, ensamblen, instales, conecten, integren, controlen, DER, para uso de las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al SEN, así como para las empresas eléctricas cuando los DER sean interconectados al SEN en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares.

En marzo de 2023, el Instituto Costarricense de Electricidad – ICE, publicó el Plan de Expansión de la Generación 2020–2040. Para la producción de este documento, el ICE consideró el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones críticas o exportaciones de los países vecinos. El plan es formulado atendiendo los criterios que el país ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo.

El 6 de julio de 2023 se publicó la Estrategia Nacional y Plan de Acción de Hidrógeno Verde de Costa Rica por parte de Ministerio de Ambiente y Energía (Minae). La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde incluye intervenciones estratégicas, indicadores y metas, además, pretende atender las brechas regulatorias, técnicas, financieras, nuevos talentos y capacidades para el desarrollo de la industria del hidrógeno verde en Costa Rica generando oportunidades de empleo, desarrollo tecnológico y de comercio. También servirá de herramienta de coordinación entre partes interesadas tanto del sector público como del sector privado.

En diciembre de 2023, el Poder Ejecutivo exploró la figura de un fideicomiso con el Banco Nacional de Costa Rica, a partir de financiamiento con organismos internacionales, para que sea esa entidad la que arriende las unidades eléctricas a los autobuseros. En la COP28 el Ministro de Obras Públicas y Transporte, Luis Amador, firmó un memorándum de entendimiento con IRENA para que la plataforma financiamiento Acelerado de Transición Energética (ETAF) brinde asesoramiento técnico enfocado en la creación de un fondo de inversión destinado a este plan.

e) Guatemala

El funcionamiento del mercado eléctrico se realiza a través de instituciones públicas y privadas. A nivel público se encuentra el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que tiene como principal función el dictar la Política Energética, Planes de Expansión de la Generación y la Transmisión, aplicar la Ley General de Electricidad (LGE), entre otros. El regulador es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y tiene como funciones hacer cumplir la ley e imponer sanciones, velar por el cumplimiento de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas, entre otras.

El operador del sistema y administrador del mercado funciona como una empresa privada sin fines de lucro denominada Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual tiene como funciones administrar y coordinar el Mercado Mayorista mediante el cumplimiento del Reglamento del AMM y sus Normativas. El Mercado Mayorista está conformado por los generadores, transportistas, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y grandes usuarios.

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

Físicamente el sistema eléctrico está conformado por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual está integrado por el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y algunos sistemas aislados.

Los generadores podrán efectuar ventas directas a Comercializadoras o Grandes Usuarios, los que están definidos como aquellos que superan una demanda de 100 kW, los cuales tendrán la posibilidad de ser clientes libres fijando las tarifas libremente entre las partes. La otra fuente de venta de energía es al mercado mayorista en cuyo caso se rigen por las normas del Administrador del Mercado Mayorista.

En el Mercado Mayorista, se transan dos productos; 1. Potencia que se liquida de forma mensual y 2. Energía que se liquida de forma horaria.

El sistema de transporte está conformado por el sistema principal y el sistema secundario. El sistema principal incluye el sistema nacional interconectado troncal, la interconexión Guatemala – El Salvador y la interconexión Guatemala – México, y actualmente con América Central (SIEPAC); el sistema secundario está conformado por la infraestructura eléctrica utilizado por los generadores para el suministro de energía al sistema principal, y el que va del sistema principal a los centros de distribución. La red de transporte opera básicamente en cuatro niveles de voltaje: 400 kV, 230 kV, 138 kV y 69 kV.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución (líneas, subestaciones y redes de distribución) que opera en tensiones menores de 34.5 kV. La operación de las principales componentes del sistema de distribución es coordinada por el AMM y ejecutada por los distribuidores.

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es la remuneración que reciben las empresas que realizan la actividad de distribución final de electricidad, por permitir el uso de sus instalaciones de distribución, las que comprende, entre otros: redes de distribución de media y baja tensión, transformadores, acometidas, sistemas de medición; así como todos los costos de administración, comercialización y de operación y mantenimiento de dichas instalaciones. De esta forma, el VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución eficiente de referencia.

En marzo de 2023 la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE, mediante la Resolución CNEE-069-2023, emitió la Norma Técnica para la prestación del servicio de carga para vehículo eléctrico y sistema de transporte eléctrico. La norma tiene por objeto establecer las disposiciones y requerimientos técnicos mínimos para que el Servicio de carga para vehículo eléctrico y para sistema de transporte eléctrico sean prestados en condiciones de confiabilidad y seguridad, en el marco de las normas técnicas guatemaltecas vigentes.

En el mismo mes, La Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE publicó de manera definitiva la nueva Norma Técnica de Conexión a través de la Resolución CNEE 70 de 2023. la Norma contiene temas relacionados con derechos y obligaciones del transportista y del interesado, procedimientos de conexión, procedimientos para dirimir discrepancias, contenidos del contrato de conexión, y procedimientos de aceptación y fijación del peaje.

También en el mes de marzo, el Congreso de Guatemala aprobó la Ley No. 5989 mediante el cual se adopta el “Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)” (también conocido como Tratado Fundacional de la Agencia), con el fin de promover proyectos de cooperación mediante otorgamiento de preferencias arancelarias, así como facilitar y promover el comercio entre los diferentes países.

En el mes de septiembre de 2023, el Ministerio de Energía y Minas, mediante la Unidad de Planificación y Modernización presento el resultado estratégico de desarrollo de la red de energía para el periodo 2024 – 2029, el cual busca fortalecer el servicio de energía eléctrica para Guatemala. Se busca mantener un crecimiento significativo de acceso a la energía en los próximos seis años al 93.10%.

En diciembre de 2023, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica – CNEE emitió la resolución GJ-ResolFin2023-242, que ordena al AMM realizar nuevos estudios sobre la determinación de las Condiciones Económicas Equivalentes, dentro del contexto de Precio de Oportunidad de la Energía para los intercambios internacionales, entendiendo que los estudios previos habían sido realizados hace más un quinquenio, por lo cual el CNEE estimo conveniente la realización de nuevos estudios específicos. Igualmente, la CNEE emitió la resolución GJ-ResolFin2023-249, en donde declara que el AMM cumplió con lo determinado en el Reglamento del AMM (art.

75), en el sentido que la Norma de Coordinación Operativa No.4 establece los principios para determinar la participación de cada unidad generadora en la prestación del servicio complementario de reserva fría.

f) Panamá

Los distintos actores del sistema eléctrico panameño conforman el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de Transmisión, Distribución, Comercialización y Generación de energía eléctrica son reguladas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la entidad encargada de regular, fiscalizar y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones.

En Panamá, la regulación establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), es la entidad gubernamental, que funge en calidad de gestor de compras, el cual tiene la responsabilidad de realizar en el Mercado de Contratos, la contratación de la potencia y energía para los clientes finales de las empresas de distribución. Las empresas distribuidoras deben estar contratadas al 100% con dos años de anticipación y gradualmente se establece porcentajes mínimos de contratación.

El transporte de energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de los generadores hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o Gran Cliente lo realiza ETESA, y quien coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, es el Centro Nacional de Despacho (CND), una dependencia de ETESA.

Los participantes productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros tienen diversas opciones para participar en el mercado panameño; i) ventas de energía y potencia al mercado de corto plazo o spot cuyo precio es definido por CND, ii) ventas por mercado de contratos y iii) ventas a mercados de contratos de clientes libres aquellos que tengan una demanda superior a 100Kw.

Para el fomento de pequeñas plantas generación utilizando fuentes nuevas, renovables y limpias, se han establecido incentivos en la Ley, que propone varios beneficios como lo son la exoneración del cargo por distribución y transmisión, exoneración de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes; así como del Impuesto de Transferencia de Bienes Muebles y Prestación de Servicios, para la construcción, operación y mantenimiento de centrales de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW de capacidad instalada.

El servicio de distribución comprende las actividades de transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización a los clientes. La distribución es una actividad monopólica, por lo tanto, es regulada. Las ventas de electricidad a clientes finales son retribuidas por medio de tarifas reguladas. Estas tarifas cubren los costos en que incurre cada empresa de distribución, para prestar el servicio a cada categoría de cliente, de acuerdo con las características propias de su consumo de energía.

El 15 de febrero de 2023 se aprobó el Decreto Ejecutivo No.51 que reglamenta la movilidad eléctrica en Panamá precisa que "la Ley 295 de 2022 tiene por objeto establecer un marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica en la República, para que, a través de esta política pública, se logre la reducción de

emisiones de gases de efecto invernadero, la promoción y el crecimiento de la movilidad eléctrica, y el uso de energías renovables, como herramienta de transición energética en el transporte terrestre”. La reglamentación incluye que: la Autoridad de Tránsito y Transporte Terrestre (ATTT) es responsable del inventario nacional de los certificados de operación de flotas de transporte público masivo, colectivo y selectivo de pasajeros; el mapa de estaciones de carga será administrado por SNE; los municipios contarán con un proceso único para la admisión y revisión de documentos para instalación y puesta en funcionamiento de estaciones de carga SNE y Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) conformaran comités técnicos para elaboración de normas técnicas para conversión a VE, casos de conexión; la ASEP reglamentará el procedimiento de uso de Estaciones de Carga.

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 1 del 1 de marzo de 2023, la Presidencia de Panamá publicó el proceso de evaluación de impacto ambiental.

En mayo de 2023, la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), publicó la resolución AN No. 18387-Elec de 2023-04-25, por la cual se aprueba el Pliego Tarifario del Servicio Público de Transmisión de Electricidad de la EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA), para el periodo tarifario de 1 de julio de 2021 al 30 de junio de 2025, y dejó sin efecto los artículos tercero y cuarto de la Resolución AN No.17802-Elec de 27 de julio de 2022 y los numerales 3 y 4 del artículo 8 de la Resolución AN No.18213-Elec de 7 de febrero de 2023.

El 30 de mayo de 2023, el Consejo de Gabinete aprobó la Resolución No. 48, que declara el estado de emergencia ambiental en toda la República de Panamá frente a la sequía prolongada como consecuencia de la crisis climática.

En junio de 2023, La Secretaría Nacional de Energía de la República de Panamá expidió la Resolución MIPRE-2023-0021773 del 9 de junio de 2023 “Que aprueba la Estrategia de Comunicación para la Transición Energética de la República de Panamá”. El Decreto Ejecutivo se fundamenta en la Ley 40 de 2016 por medio de la cual Panamá aprobó su adhesión al Acuerdo de París, por otro lado, dar cumplimiento a lo establecido en las líneas de acción de la Agenda de Transición Energética, así como facilitar su acogida.

En este mismo sentido, mediante el Decreto Ejecutivo No. 3 de junio de 2023, el Ministerio de Ambiente de Panamá expidió la Política Nacional de Cambio Climático 2050.

En el mismo mes, la Secretaría Nacional de Energía emitió la resolución MIPRE 2023-0024564, mediante la cual recomienda a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) la adopción de medidas para la contratación de potencia y/o energía, a corto plazo, para cubrir las obligaciones de contratación de las empresas de distribución de energía eléctrica.

Igualmente durante junio, mediante la resolución AN No. 18500, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos – ASEP, ordena al Centro Nacional de Despacho – CND y a los Agentes del Mercado, tomar medidas en la planificación y operación del Sistema Interconectado Nacional – SIN, teniendo en cuenta que el Gobierno Nacional mediante Resolución Gabinete N 48, del 30 de mayo de 2023, declaró Estado de Emergencia Ambiental en toda la República de Panamá frente a la sequía prolongada como consecuencia de la crisis climática.

En julio de 2023, el Consejo de Gabinete de Panamá aprobó la estrategia nacional para el hidrógeno verde y sus derivados (ENHIVE), además de la creación de un comité interinstitucional para impulsar al sector; a efectos de que se realicen los trabajos necesarios para su adopción e implementación, con el apoyo de las instituciones públicas, universidades, empresas y asociaciones del sector privado. La estrategia plantea metas al 2030, 2040 y 2050 en cuanto a producción de Hidrógeno verde y derivados, porcentajes de *bunkering*, utilización en los sectores de carga pesada y aviación.

En agosto de 2023, la Secretaría Nacional de Energía publicó la Resolución No. MIPRE-2023-0028248, – que adopta la Hoja de Ruta sobre el Fortalecimiento Institucional del Sector Eléctrico para la Transición Energética de Panamá (HRFI), atendiendo el requerimiento de actualizar el marco legal y regulatorio para mejorar la estructura institucional, las funciones y responsabilidades de cada institución y empresas afines, junto con la dotación de recursos y mecanismos de transparencia, acompañado de mecanismo de coordinación ente actores relevantes y de comunicación estratégica general, para asegurar el abastecimiento eléctrico de los clientes, de forma sostenible, asequible y accesible, fomentando el desarrollo económico del país. Este documento plantea dentro de las principales acciones la futura presentación al Ejecutivo de un Anteproyecto de Ley que modifique la actual Ley General de Electricidad como sustento legal para habilitar los cambios planteados.

En septiembre de 2023, la Asamblea Nacional ratificó la entrada de Panamá a la Alianza Solar Internacional mediante la ratificación de la Ley 395 del 13 de septiembre de 2023. Este acuerdo marco alcanzado por varios países en Marrakech (Marruecos) en 2016, con el objetivo de reducir el costo y la financiación de tecnología que impulse la energía solar a través de la distribución de \$1,000 millones de dólares (937.7 Millones de EUR) hasta 2030 para inversiones en ese sector.

A finales de octubre el Gobierno anunció que Panamá fue excluida de la lista gris del Grupo de Acción Financiera Internacional (GAFI), luego de que el organismo determinara que el país ha fortalecido su sistema financiero para prevenir el blanqueo de capitales y el financiamiento del terrorismo. Entre los múltiples aspectos positivos para la economía se destacan el fortalecimiento de la imagen del país y su compromiso con la transparencia, lo que facilitará las relaciones económicas y financieras internacionales. Se espera que también aumente la inversión extranjera, impulsando el turismo, el comercio, la creación de nuevos empleos y líneas de crédito más accesibles.

El Instituto de Meteorología e Hidrología (IMPHA) de Panamá publicó en noviembre de 2023 la Resolución No. 011 de 2023, que aprueba el procedimiento para atender la programación del despacho de energía de medio y corto plazo, así como el intercambio de información entre el IMPHA y el Centro Nacional de Despacho (CND).

En diciembre de 2023, el órgano ejecutivo sancionó la Ley 417 que modifica la Ley 37 de 2023 – Régimen de incentivos para las instalaciones solares, que incluye dentro de los incentivos la exoneración del impuesto selectivo al consumo (ISC) causados por la importación y/o compras en el mercado nacional de equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales y/o instalaciones solares. Además, extiende el beneficio a todas las personas naturales o jurídicas que adquieren los bienes descritos en la Ley sin límite de cantidad.

También en el mismo mes, en el marco de la COP28 en Dubai se anunció que oficialmente Panamá se unió a la Alianza Mundial de Energía Eólica Marina (GOWA), la cual reúne a gobiernos, el sector privado y organizaciones internacionales para acelerar el despliegue global de tecnologías eólicas marinas. El objetivo del Gobierno de Panamá, a través de la Secretaría Nacional de Energía, es impulsar la Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional, donde una de las metas es fomentar que el aporte de generación de renovables no convencionales, provenientes de centrales de generación conectadas al SIN y de generación distribuida (incluyendo prosumidores), sea superior al 20% del consumo de energía al 2030.

g) Mercado Eléctrico Regional (MER), aplicable a las Sociedades de Centroamérica

El concepto de Mercado Eléctrico Centroamericano implica dos componentes: la creación y puesta en marcha de un Mercado Eléctrico Regional (MER), mercado mayorista supranacional que sirve de base para la inversión en el sistema integrado de transmisión; y el desarrollo y construcción del primer sistema de transmisión regional, para permitir el funcionamiento físico del MER.

La regulación del MER se define en una serie de instrumentos jurídicos y administrativos que incluyen el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos; el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional ("RMER") y las Resoluciones Normativas de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica ("CRIE"). Estos instrumentos definen los principios de funcionamiento del MER, tales como: (i) a la CRIE como responsable, entre otras funciones, de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas (los agentes) que se conectan al sistema eléctrico regional, y de fijar los mecanismos de remuneración y de precios de intercambio y transporte de energía; (ii) al Ente Operador Regional (EOR) que se encarga de coordinar la operación técnica y comercial de los intercambios de energía entre los agentes de los países de América Central, en su calidad de operador y administrador del sistema eléctrico y el mercado regional; y (iii) el Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional ("CDMER"), órgano político y la instancia responsable de impulsar el desarrollo del MER y facilitar el cumplimiento de los objetivos del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, y de coordinar la interrelación con el resto de los organismos regionales.

La regulación ha configurado el MER como un mercado mayorista de electricidad a nivel regional, con una organización y funcionamiento basado en las premisas siguientes:

Las transacciones comerciales de electricidad pueden ser de oportunidad producto del despacho económico regional y por contratos entre los agentes del mercado.

- a. Los agentes del Mercado, a excepción de los transmisores, pueden comprar y vender energía eléctrica libremente, sin discriminación de ninguna índole, garantizándose el libre tránsito de energía eléctrica por las redes en los países miembros del MER.
- b. Los agentes del Mercado pueden instalar sus plantas de generación en cualquiera de los países (exceptuando Costa Rica que reconoce como agente al Instituto Costarricense de Electricidad) miembros del MER para la comercialización y libre acceso a las redes de transmisión regional.
- c. El MER es un mercado con reglas propias, independiente de los mercados nacionales de los países miembros, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la Red de Transmisión Regional (RTR) que incluye las redes nacionales.
- d. Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

Mercado de Contratos Regional: conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF). Los Contratos Firmes requieren indispensablemente tener Derechos Firmes (DF) de Transmisión. Los Derechos Firmes asignan a su titular durante un periodo de validez el derecho, pero no la obligación, de inyectar potencia en un nodo y a retirarla en otro nodo de la RTR. Dependerá básicamente de la capacidad operativa de la red de transmisión regional, para lo cual se realizan subastas de tipo anual y mensual donde los Agentes registrados en el Mercado Eléctrico Regional podrán ofertar para adquirirlos. El cálculo de los Precios Mínimos para la asignación de los Derechos Firmes es realizado por el EOR, cumpliendo con la metodología vigente. En los casos que dos o más ofertas de Derechos Firmes tengan los mismos nodos de inyección y retiro de la RTR, la asignación será el resultado del modelo de optimización establecido.

Aunque no se obtengan derechos firmes, se realizan pueden realizar transacciones por contrato no firme físico flexible (CNFFF) sujetos a los Costos Variables de Transmisión producto de la congestión en la red.

Este mercado brinda a los agentes instrumentos que les permitan gestionar los riesgos de suministro y precio de la energía en el MER y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional. Los agentes tienen libertad para establecer los precios y demás condiciones contractuales del contrato.

Mercado de Oportunidad Regional: mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada período de Mercado (el período de Mercado es de una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la RTR. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada período horario.

Sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central ("SIEPAC"): El sistema de Interconexión Eléctrica para los países de América Central consiste en la infraestructura de transmisión de 230 kV a través de los 1.800 kilómetros que atraviesa los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, con una capacidad de transmisión de 300 MW. El SIEPAC ha sido desarrollado por la Empresa Propietaria de la Red ("EPR"), cuyos accionistas son mayoritariamente las empresas eléctricas estatales de cada uno de los países que los conforman e intereses minoritarios de capitales privados.

En el mes de noviembre de 2022 el Ente Operador Regional (EOR) informó a todos los Agentes del Mercado Eléctrico Regional que ha publicado las actualizaciones de guías, con el objetivo de brindar un mejor entendimiento de las gestiones relacionadas con el proceso que deben seguir para: constituir, incrementar, disminuir y solicitar la devolución de garantías, para respaldar obligaciones de pago en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y para los Derechos de Transmisión, así como de los conceptos relacionados.

h) Perú

Las principales leyes que regulan el mercado eléctrico peruano son la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844), su reglamento y la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832).

La Ley de Concesiones Eléctricas indica que el sector eléctrico peruano está dividido en tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución, de forma tal que más de una actividad no puede ser desarrollada por la misma empresa. El sistema eléctrico peruano está compuesto por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de algunos sistemas eléctricos aislados.

La operación de las empresas de generación se sujeta a las disposiciones y políticas del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad, confiabilidad y continuidad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

La venta de energía que efectúen los generadores a distribuidores que estén destinadas al servicio público de electricidad se realiza a través de licitaciones (precios firmes) o a través de contratos bilaterales (con precio máximo regulado por Osinergmin, al que se conoce como Tarifa en Barra). La contratación a través de licitaciones tiene por finalidad establecer un mecanismo que promueva las inversiones en nueva capacidad de generación a través de contratos de suministro de electricidad de largo plazo y precios firmes con empresas distribuidoras. De otro lado, los generadores pueden contratar directamente con los clientes libres, con quienes se acuerdan los precios de venta de la energía.

El sistema de transmisión está compuesto por líneas de transmisión, subestaciones y equipos para la transmisión de electricidad desde las centrales a los centros de consumo o puntos de distribución. La transmisión en Perú se define como todas las líneas o subestaciones con un voltaje superior a 60 kV. El sistema de transmisión se encuentra regulado por OSINERGMIN.

La actividad de distribución de energía eléctrica está sujeta a regulación de la tarifa para los clientes finales (regulados). Las empresas requieren de una concesión otorgada por el Estado para operar dentro de un área geográfica.

En Perú, el proceso para la determinación de la tarifa de distribución se lleva a cabo cada 4 años y se denomina "Fijación del Valor Agregado de Distribución" ("VAD"). Cabe señalar que la regulación peruana sigue el esquema regulatorio de Empresa Modelo, de manera que en cada proceso tarifario se establecen los costos de inversión y de operación y mantenimiento necesarios para atender la demanda en la zona de concesión, los que serán reconocidos a cada empresa de distribución bajo los parámetros y criterios definidos por el OSINERGMIN. El VAD se determina de manera individual para cada distribuidora con más de 50.000 clientes.

El último proceso tarifario corresponde al período 2022-2026, siendo que los nuevos valores del VAD se encuentran vigentes desde el 1 de noviembre del 2022.

Por otro lado, mediante el Decreto Supremo N° 003-2022 MINAM se declaró de interés general la emergencia climática en Perú. El mencionado Decreto estableció diversas tareas para todos los sectores del país con la finalidad de construir políticas y acciones consistentes en la lucha contra el cambio climático, en especial las relacionadas con el impulso de las energías renovables y las prácticas de eficiencia energética, la promoción de la electromovilidad y el hidrógeno verde, así como la evaluación de la fijación de un precio del carbono. Adicionalmente, se fijó un objetivo indicativo de participación de energía renovables no convencionales en la producción de electricidad del 20% al 2030.

ii. Límites a la integración y concentración

En general, en todos los países 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. Salvo el caso de Costa Rica donde las actividades de generación, transmisión y distribución están concentradas en empresas estatales, con un espacio de participación a la empresa privada en el sector de generación supeditada a restricciones, como por ejemplo no superar el 15% de la capacidad total de generación, y mantener un 35% de su propiedad en capitales costarricenses.

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria.

No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión. En el caso de Centroamérica, a la fuerte concentración estatal de Costa Rica, se suma Panamá en donde la actividad de transmisión está concentrada en solo una Compañía que es de propiedad del Estado.

En cuanto a la concentración en un sector específico, Argentina se establecen límites específicos a la integración vertical. En Perú, y de acuerdo con la ley vigente, las operaciones de concentración están sujetas a autorización del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual ("INDECOPI"), autoridad antitrust, que puede imponer condiciones de conducta comerciales. En Colombia, ninguna empresa

podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, en mayo de 2019, se aprobó la Ley 1955, Plan Nacional de Desarrollo, en donde indica que con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio en la Costa Caribe, los límites en la participación de la actividad de comercialización podrán ser superiores hasta en 10 puntos porcentuales adicionales al límite regulatorio corriente.

Por otro lado, para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente, en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

iii. Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 1.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Costa Rica	No Aplicable (2)
Guatemala	>100 kW
Panamá	>100 kW
Perú	>200 kW (3)

(1): El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

(2): En Costa Rica existe un único comprador de electricidad que es el ICE, por lo cual no existe el concepto de cliente libre.

(3): Se estableció en el D.S. 018-2016-EM que:

- La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro.
- Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres

5. Combinaciones de negocios bajo control común

Reorganización e integración societaria de compañías generadoras de energías renovable no convencionales en Centroamérica y Sudamérica (excepto Chile)

El 21 de septiembre de 2020, el Directorio de Enel Américas resolvió por unanimidad iniciar un proceso de fusión destinado a la adquisición por parte de Enel Américas de EGP Américas SpA ("EGP Américas") a través de una fusión con y en Enel Américas (en adelante la "Fusión"). Inmediatamente antes de la Fusión, EGP Américas, una empresa recién formada, mantendría los negocios de generación de energía renovable de Enel Green Power S.p.A. en América Central y del Sur, excepto Chile.

La Fusión, que entró en vigencia a partir del 1 de abril de 2021, se ajustó a la estrategia y planes de desarrollo del Grupo, considerando la alta prioridad en el impulso de las energías renovables efectuada en la región, lo que posibilita acelerar el posicionamiento de Enel Américas dentro del escenario de transición energética y convertirla en la empresa líder en Centro y Sudamérica en generación y distribución de energía. Como resultado de la Fusión, Enel Américas fortaleció su negocio de generación de energía renovable, así como también se diversificó geográficamente, a través de la incorporación de los activos en Costa Rica, Guatemala y Panamá, además de adquirir nuevos activos en países de América del Sur donde ya estaba presente, aumentando su capacidad instalada en la región en 5 GW de capacidad operativa y en construcción, además de un pipeline que será evaluado en el curso de la operación.

i) Aumento de capital

Mediante junta extraordinaria de accionistas (la "Junta") celebrada con fecha 18 de diciembre de 2020, los accionistas de la Sociedad aprobaron la Fusión. Asimismo, con el fin de materializar la operación, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de US\$ 6.036.419.845, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedarían íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surtiera efecto. Para este propósito, se entregaría 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones (ver nota 27.1).

La Fusión quedó sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta y se estableció que tendría efecto el primer día del mes siguiente a la fecha en que se declarara su cumplimiento, mediante una misma y única escritura a ser otorgada por Enel Américas y EGP Américas, salvo que dicha escritura se otorgara con posterioridad al 31 de marzo de 2021, en cuyo caso la fecha de efectividad de la Fusión sería el día siguiente a la fecha del otorgamiento de la escritura de cumplimiento.

Con fecha 5 de marzo de 2021, se verificó el cumplimiento de todas las condiciones suspensivas y Enel Américas y EGP Américas otorgaron una misma y única escritura de cumplimiento. Como consecuencia de lo anterior, la fusión por incorporación de EGP Américas en Enel Américas se perfeccionó con fecha 1 de abril de 2021, incorporándose como nuevas subsidiarias de Enel Américas las siguientes sociedades principales:

- Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda.
- Enel Costa Rica CAM S.A. (ex Enel Green Power Costa Rica S.A.)
- Enel Green Power Colombia S.A.S ESP.

- Enel Guatemala S.A. (ex Enel Green Power Guatemala S.A.)
- Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)
- Enel Green Power Perú S.A.C.
- Enel Green Power Argentina S.A.
- Energía y Servicios South América SpA.
- ESSA2 SpA.

Con la misma fecha, surtieron efecto todas las modificaciones de los estatutos sociales de Enel Américas aprobadas en la Junta, consistentes en el respectivo aumento de capital y en la eliminación de las limitaciones y restricciones establecidas en los estatutos por aplicación del Título XII del Decreto Ley N° 3.500 de 1980 – con la sola excepción de la Política de Inversiones y Financiamiento que permanece – y, particularmente, en aquella consistente en que un accionista y sus personas relacionadas no puedan concentrar más del 65% del capital con derecho a voto en Enel Américas.

Tras la finalización de la fusión de Enel Américas S.A. con EGP Américas, Enel SpA pasó a poseer un 75,18% del capital social de Enel Américas.

El registro contable de la Fusión se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.7.5 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto consolidado de Enel Américas por MUS\$ 1.259.422 (ver nota 27.5.d).

Desde la fecha de la Fusión, las empresas que formaban parte del Grupo EGP Américas contribuyeron ingresos por MUS\$ 832.030 y ganancias después de impuestos por MUS\$ 109.226 a los resultados consolidados de Enel Américas por el periodo de nueve meses al 31 de diciembre de 2021. Se estima que, si la Fusión se hubiera realizado con fecha 1 de enero de 2021, los ingresos consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2021 se habrían incrementado en MUS\$ 1.013.717 y las ganancias después de impuestos consolidadas habrían disminuido en MUS\$ 96.153.

ii) Derecho a retiro

De acuerdo con lo establecido en el artículo 69 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, los accionistas disidentes del acuerdo de Fusión tuvieron derecho a retirarse de Enel Américas, previo pago por ésta del valor de sus acciones. Con fecha 17 de enero de 2021, expiró el plazo legal de que disponían los accionistas disidentes y ejercieron el derecho a retiro un conjunto de 1.809.031 acciones emitidas por la Sociedad, lo que equivale a un 0,002% del total de las mismas. De conformidad a la legislación pertinente, el precio de tales acciones fue pagado por Enel Américas de conformidad con los términos y condiciones aprobados por la Junta. En consecuencia, se cumplió una de las condiciones suspensivas copulativas a las que se sometió la efectividad de la Fusión, esto es, que el derecho a retiro debidamente ejercitado por accionistas disidentes de Enel Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por la Sociedad. Con fecha 8 de marzo de 2021 se realizó el pago por el derecho a retiro de los accionistas disidentes correspondiente a un monto de MUS\$ 272, monto que incluye reajustes e intereses.

iii) Oferta Pública de Adquisición de Acciones

En conexión con la fusión, con fecha 15 de marzo de 2021 se informó comunicación divulgada por Enel SpA, mediante la cual ésta anunció formalmente el inicio de la oferta pública voluntaria para la adquisición de hasta 7.608.631.104 acciones emitidas por Enel Américas S.A. (incluyendo acciones representadas por American

Depository Shares "ADSs") equivalentes a un 10% del capital social a esa fecha (la "Oferta"). Esta Oferta se inició el 15 de marzo y concluyó el 13 de abril de 2021, que resultó en la adquisición por parte de Enel SpA de 6.903.312.254 acciones (incluidas 705.246.850 acciones representadas por 14.104.937 ADSs).

Tras la compra de las acciones y ADSs a través de la Oferta, Enel SpA incrementó su participación en el capital social de Enel Américas desde un 75,18% hasta aproximadamente un 82,3%.

iv) Valor contable total de los activos y pasivos de EGP Américas en la fecha de fusión:

miles de dolares estadounidenses - MUS\$

ACTIVOS	al 01.04.2021
Activos corrientes	
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.022.668
Otros activos financieros corrientes	30.763
Otros activos no financieros corrientes	214.326
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	132.704
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	203.814
Inventarios corrientes	12.846
Activos por impuestos corrientes	16.804
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.697
Activos corrientes totales	[Subtotal] 1.635.622
Activos no corrientes	
Otros activos financieros no corrientes	164.550
Otros activos no financieros no corrientes	47.805
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	23.081
Activos intangibles distintos de la plusvalía	333.605
Plusvalía	587.357
Propiedades, planta y equipo	3.952.409
Activos por derecho de uso	31.039
Activos por impuestos diferidos	67.780
Activos no corrientes totales	[Subtotal] 5.207.626
TOTAL ACTIVOS	6.843.248

PASIVOS	al 01.04.2021
Pasivos corrientes	
Otros pasivos financieros corrientes	82.246
Pasivos por arrendamientos corrientes	3.330
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	229.345
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	309.110
Otras provisiones corrientes	1.160
Pasivos por impuestos corrientes	13.967
Otros pasivos no financieros corrientes	23.802
Pasivos corrientes totales	[Subtotal] 662.960
Pasivos no corrientes	
Otros pasivos financieros no corrientes	843.254
Pasivos por arrendamientos no corrientes	27.762
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21.315
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	134.333
Otras provisiones no corrientes	28.990
Pasivo por impuestos diferidos	91.753
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.237
Otros pasivos no financieros no corrientes	8.590
Pasivos no corrientes totales	[Subtotal] 1.157.234
TOTAL PASIVOS	1.820.194
TOTAL ACTIVOS NETOS ADQUIRIDOS	5.023.054

6. Activos no corrientes o grupos de activos mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas

La composición y movimientos de los activos no corrientes mantenidos para la venta durante los ejercicios terminado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUSS

ACTIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2022	Reclasificación a / de activos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2023
Activo corrientes										
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	96.261	-	(70.983)	18.548	43.826	275.558	(57.227)	(95.812)	166.345
Otros activos financieros corrientes	-	78.094	(12.929)	-	(41.649)	23.516	20.047	(23.516)	(19.034)	1.013
Otros activos no financieros corrientes	-	173.239	-	(150.483)	(9.785)	12.991	83.389	(13.406)	(42.333)	40.641
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	584.491	-	(545.983)	36.720	75.228	240.741	(75.555)	(7.060)	233.354
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	604	-	-	(604)	-	47.260	(5)	(38.320)	8.935
Inventarios	-	203.466	-	(173.072)	14.276	44.670	50.427	(44.777)	51.407	101.727
Activos por impuestos corrientes	-	18.230	-	(8.772)	3.800	13.258	6.335	(13.258)	35.854	42.189
Activo corrientes totales	-	1.164.385	(12.929)	(949.273)	21.306	213.489	723.757	(227.744)	(115.298)	594.204
Activo no corrientes										
Otros activos financieros no corrientes	-	207.112	-	(151.760)	79.997	135.349	134.481	(135.349)	(134.481)	-
Otros activos no financieros no corrientes	-	881.718	-	(883.081)	2.376	1.013	40.526	(1.525)	(1.815)	38.199
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	74.369	-	(14.387)	698	60.680	(123)	(60.680)	123	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	-	-	-	-	-	-	54.646	-	(52.084)	2.562
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	83	-	-	-	83	110.409	(83)	(110.409)	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	1.675.553	(781.782)	(918.285)	39.504	14.990	95.985	(15.331)	10.757	107.401
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	257.338	-	954	258.192
Propiedades, planta y equipo	520	549.659	(391.776)	(48.634)	4.221	113.990	2.879.327	(133.859)	172.758	3.032.216
Activos por derecho de uso	-	10.399	-	(4.522)	4.522	10.399	166.241	(10.399)	2.185	168.426
Activos por impuestos diferidos	-	292.945	-	(270.322)	6.525	29.148	16.051	(29.148)	2.811	18.862
Activo no corrientes totales	520	3.891.838	(1.173.558)	(2.290.991)	137.843	365.652	3.765.781	(386.374)	(109.201)	3.625.858
TOTAL ACTIVOS	520	4.846.223	(1.186.487)	(3.240.264)	159.149	579.141	4.479.538	(614.118)	(224.499)	4.220.082

miles de dólares estadounidenses - MUSS

PASIVOS	al 01.01.2022	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Deterioro	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2022	Reclasificación a / de pasivos corrientes y no corrientes	Disposiciones y cambios en perímetro de consolidación	Otros movimientos	al 31.12.2023
Pasivo corrientes										
Otros pasivos financieros corrientes	-	777.128	-	(773.259)	-	3.869	350.992	(3.869)	112.743	463.735
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	-	-	1.273	1.273	11.939	(1.273)	(1.392)	10.547
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	451.713	-	(333.882)	(65.657)	52.174	324.760	(52.601)	11.606	335.939
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	271.227	-	(252.665)	5.722	24.284	175.005	(24.284)	(117.149)	57.856
Otras provisiones corrientes	-	2.584	-	-	(219)	2.365	10.828	(2.365)	(606)	10.222
Pasivos por impuestos corrientes	-	8.772	-	(11.273)	8.452	5.951	42.331	(6.007)	19.983	62.258
Otros pasivos no financieros corrientes	-	365.645	-	(267.645)	(86.553)	11.447	44.574	(11.462)	18.034	62.593
Pasivo corrientes totales	-	1.877.069	-	(1.838.724)	(136.982)	101.363	960.429	(101.861)	43.219	1.003.150
Pasivo no corrientes										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	43.090	-	(10.919)	704	32.875	940.507	(32.875)	(388.211)	552.296
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	-	-	9.494	9,494	29,493	(9,494)	(14,742)	14,751
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	54.559	-	(54,559)	-	-	1,062	-	17	1,079
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	241,103	-	(245,468)	4,365	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	245,937	-	(245,974)	219	182	32,007	(182)	(1,297)	30,710
Pasivo por impuestos diferidos	-	27,188	-	(8,386)	3,405	22,207	298,129	(22,207)	19,352	317,481
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	30,268	-	(25,312)	(901)	4,055	4,321	(4,055)	748	5,069
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	505,435	-	(622,252)	127,396	10,579	18,735	(10,579)	(401)	18,334
Pasivo no corrientes totales	-	1,147,880	-	(1,212,870)	144,882	79,392	1,324,254	(79,392)	(384,634)	939,720
TOTAL PASIVOS	-	3,024,949	-	(2,851,594)	7,700	150,755	2,284,683	(181,253)	(341,315)	1,942,870
VALOR NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS	520	1,821,274	(1,186,487)	(388,670)	151,449	398,386	2,194,855	(432,865)	116,818	2,277,192

6.1 Operación de venta de subsidiarias operativas en Perú

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía está llevando a cabo importantes avances tendientes a concretar la venta de su participación en el 100% de sus subsidiarias operativas en Perú. Estas subsidiarias operan en los negocios de distribución de energía eléctrica, generación de energía eléctrica y de soluciones energéticas avanzadas.

La Administración de Enel Américas estima que con una muy alta probabilidad que la venta de su participación en estas subsidiarias se materializará durante los próximos 12 meses.

El detalle de las empresas en proceso de venta es el siguiente:

	Negocio
Enel Distribución Perú S.A.A.	Distribución de energía eléctrica
Enel X Perú S.A.C.	Soluciones energéticas avanzadas
Enel Generación Perú S.A. (*)	Generación de energía eléctrica
Chinango S.A.	(i) Generación de energía eléctrica
Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Generación de energía eléctrica
Enel Generación Piura S.A.	Generación de energía eléctrica
Energética Monzón S.A.C.	(i) Generación de energía eléctrica
SL Energy S.A.C.	(i) Generación de energía eléctrica
Enel X Way Perú S.A.C	Soluciones en movilidad eléctrica

(i) Subsidiarias de Enel Generación Perú S.A.

(*) Con fecha 1 de agosto de 2023, se produjo la fusión por absorción de las sociedades peruanas Enel Green Power Perú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A y Empresa de Generación Eléctrica Marcora S.A.C. con Enel Generación Perú S.A, siendo esta última la continuadora legal.

Enel Distribución Perú S.A.A. es una distribuidora de energía peruana que opera en la zona norte de la ciudad de Lima. Su zona de concesión abarca 1,602 km² y presta servicios a más de 1,5 millones clientes.

Enel X Perú S.A.C. ofrece tecnologías y servicios inteligentes, simples y rápidos para ayudar a distinto tipo de clientes, haciendo más inteligente decisiones sobre la forma en que se utiliza, crea, almacena y gestiona la energía.

Enel X Way Perú S.A.C. es una compañía participada en un 20% por nuestra subsidiaria Enel Perú S.A. y se especializa en movilidad eléctrica sostenible con foco en el desarrollo de tecnologías, soluciones de movilidad flexible y carga eléctrica inteligente (ver Nota 14).

A través de las distintas sociedades que componen el segmento de Generación en Perú, éste alcanza una capacidad instalada de 2.255 MW, que se distribuyen entre las siguientes tecnologías:

Generación térmica: Cuenta una capacidad instalada de 1.150 MW totales, que se componen de tres centrales con 8 unidades de generación.

Generación hídrica: Cuenta con 8 centrales hidroeléctricas con una capacidad neta instalada de 794 MW, compuestas por dos embalses y 6 centrales con tecnología río de pasada.

Generación Eólica: El parque eólico Wayra, con una capacidad neta instalada de 132 MW está ubicado en el distrito de Marcona. Cuenta con 42 aerogeneradores de 3,15MW cada uno.

Generación Solar: La Central Solar Fotovoltaica Rubí tiene una capacidad instalada neta de 179 MW, compuesta por 560.880 paneles solares que cubren 400 hectáreas del desierto de Moquegua.

Antecedentes específicos

i) Proceso de venta de Enel Distribución Perú y Enel X Perú.

Con fecha 7 de abril de 2023, la filial de Enel Américas, Enel Perú S.A.C. celebró un contrato denominado "Share Purchase Agreement", en virtud del cual acordó vender a China Southern Power Grid International (HK) Co., Limited., la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A., equivalentes a un 83,15% de su capital social, y por Enel X Perú S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social (la "Compraventa"). El precio total de la Compraventa ascendió a la cantidad de aproximadamente US\$ 2.900 millones y está sujeto a ajustes usuales para este tipo de transacciones, en consideración al tiempo transcurrido entre la firma del contrato y el cierre de la operación. Se estima que la ejecución de la Compraventa tendrá un efecto en los resultados netos consolidados de Enel Américas de aproximadamente US\$ 1.650 millones.

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de Enel Perú S.A.C. emitidas por Enel Distribución Perú S.A.A. y por Enel X Perú S.A.C., quedó sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquélla por parte del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) de la República del Perú y la aprobación de las autoridades chinas competentes en materia de inversiones directas de salida (outbound direct investments - OID). La adquisición se materializará en forma directa, no obstante lo cual, el comprador deberá realizar una oferta pública de adquisición (OPA) sobrevenida de acuerdo con la legislación peruana. (ver nota 41.ii).

ii) Proceso de venta de Enel Generación Perú y Compañía Energética Veracruz S.A.C.

Con fecha 21 de noviembre de 2023, Enel Américas y su filial peruana, Enel Perú S.A.C., celebraron un contrato en idioma inglés denominado "Purchase and Sale Agreement" ("PSA"), en virtud del cual acordaron vender a Niagara Energy S.A.C., sociedad peruana controlada por el fondo de inversiones global Actis, la totalidad de las acciones de su propiedad emitidas por Enel Generación Perú S.A.A., equivalentes a un 66,50% de propiedad de Enel Perú S.A.C. y a un 20,46% de propiedad de Enel Américas, y por Compañía Energética Veracruz S.A.C., equivalentes a un 100% de su capital social de propiedad de Enel Perú S.A.C. (la "Compraventa").

La ejecución de la Compraventa y la consiguiente transferencia de las acciones de propiedad de Enel Américas y de Enel Perú emitidas por Enel Generación Perú S.A.A. y por Compañía Energética Veracruz S.A.C., que se estima se concrete durante el segundo trimestre de 2024, ha quedado sometida a ciertas condiciones suspensivas usuales para este tipo de operaciones, entre las cuales destacan la aprobación de aquélla por parte del INDECOPI. La adquisición de las acciones de Compañía Energética Veracruz S.A.C. se materializará en forma directa y la adquisición de las acciones de Enel Generación Perú S.A.A. se realizará a través de una oferta pública de adquisición (OPA) de acuerdo con la legislación peruana.

El precio total de la Compraventa asciende a la cantidad de aproximadamente US\$ 1.400 millones y está sujeto a ajustes usuales para este tipo de transacciones, en consideración al tiempo transcurrido entre la firma del contrato y el cierre de la operación. El PSA contempla el otorgamiento de una fianza y codeuda solidaria, usual en este tipo de transacciones, de Enel Américas en favor de Enel Perú, para caucionar ciertas obligaciones de pago, por montos máximos y tiempos de vigencia escalonados para cada grupo de obligaciones.

Se estima que la ejecución de la Compraventa tendrá un efecto en los resultados netos consolidados de Enel Américas de aproximadamente US\$ 400 millones.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenedos para la Venta y Operaciones Discontinuas” y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos vinculados a los negocios en Perú como mantenidos para la venta. El valor de venta previsto de cada activo supera a sus correspondientes valores contables.

Adicionalmente, considerando que Enel Américas con una alta probabilidad dejará de operar en Perú, en cada uno de los negocios en los que hoy está presente, y a lo establecido en la NIIF 5, los resultados después de impuestos de las subsidiarias operativas en Perú se presentan como un importe único y separado en los estados de resultados consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2023, como ganancias en operaciones discontinuas. Para efectos comparativos, los resultados de las subsidiarias operativas en Perú correspondientes a los resultados al 31 de diciembre de 2022 y 2021 han sido reexpresados y también clasificados como operaciones discontinuas.

Información de las operaciones discontinuas

i. Reexpresión del Estado de Resultados Integrales Consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021.

A continuación, se presenta la reexpresión del estado de resultados integrales consolidados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, explicado en párrafos anteriores, por aplicación de la NIIF 5:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	2022	NIIF 5	2021 (Reexpresado)
Ingresos de actividades ordinarias	13.566.678	(1.526.567)	12.040.111
Otros ingresos, por naturaleza	2.162.510	(15.418)	2.147.092
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	15.729.188	(1.541.985)	14.187.203
Materias primas y consumibles utilizados	(9.103.749)	734.011	(8.369.738)
Margen de Contribución	6.625.439	(807.974)	5.817.465
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	241.701	(18.862)	222.839
Gastos por beneficios a los empleados	(798.320)	70.523	(727.797)
Gasto por depreciación y amortización	(1.108.757)	126.024	(982.733)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(1.265.718)	5.079	(1.260.639)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(289.515)	3.214	(286.301)
Otros gastos por naturaleza	(1.243.884)	100.535	(1.143.349)
Resultado de Explotación	2.160.946	(621.461)	1.639.485
Otras ganancias (pérdidas)	(336.870)	(566)	(337.436)
Ingresos financieros	515.809	(16.891)	498.918
Costos financieros	(1.553.546)	47.161	(1.506.385)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	169	-	169
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	19.801	3.913	23.714
Resultado por unidades de reajuste	336.796	-	336.796
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.143.105	(487.844)	655.261
Gasto por impuestos a las ganancias	(840.006)	148.296	(691.710)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	303.099	(339.548)	(36.449)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	303.099	(339.548)	(36.449)
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	(44.145)	(282.539)	(326.684)
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	347.244	(57.009)	290.235
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuas	-	339.548	339.548
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	282.539	282.539
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	57.009	57.009
GANANCIA (PÉRDIDA)	303.099	-	303.099

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	2021	NIIF 5	2021 (Reexpresado)
Ingresos de actividades ordinarias	14.535.024	(1.304.746)	13.230.278
Otros ingresos, por naturaleza	1.657.312	(11.975)	1.645.337
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	16.192.336	(1.316.721)	14.875.615
Materias primas y consumibles utilizados	(10.451.383)	652.396	(9.798.987)
Margen de Contribución	5.740.953	(664.325)	5.076.628
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	210.552	(14.343)	196.209
Gastos por beneficios a los empleados	(729.902)	63.956	(665.946)
Gasto por depreciación y amortización	(993.096)	118.167	(874.929)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(100.057)	7.442	(92.615)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(345.172)	6.855	(338.317)
Otros gastos por naturaleza	(1.119.232)	92.321	(1.026.911)
Resultado de Explotación	2.664.046	(389.927)	2.274.119
Otras ganancias (pérdidas)	3.218	(26)	3.192
Ingresos financieros	295.442	(5.793)	289.649
Costos financieros	(1.052.065)	27.981	(1.024.084)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.181	-	1.181
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(1.686)	5.307	3.621
Resultado por unidades de reajuste	30.667	-	30.667
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	1.940.803	(362.458)	1.578.345
Gasto por impuestos a las ganancias	(806.292)	125.591	(680.701)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	1.134.511	(236.867)	897.644
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	1.134.511	(236.867)	897.644
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	740.859	(194.633)	546.226
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	393.652	(42.234)	351.418
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	-	236.867	236.867
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	194.633	194.633
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	-	42.234	42.234
GANANCIA (PÉRDIDA)	1.134.511	-	1.134.511

ii. Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales, asociadas a los activos y pasivos relacionados con las subsidiarias operativas en Perú, son las siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Diferencias de cambio por conversión	101.271	85.902	71.477
Coberturas de flujo de efectivo	2.588	2.667	(11.682)
Total	103.859	88.569	59.795

iii. Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes de las subsidiarias operativas en Perú, mencionadas anteriormente, fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidados.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidados incluido en los presentes estados financieros a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al 31 de diciembre de 2022 y 2021, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dicho periodo por las operaciones ahora discontinuadas al rubro Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas.

A continuación, se presenta el desglose por naturaleza de la Ganancia (pérdida) procedentes de operaciones discontinuadas al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS	2023	2022	2021
Ingresos de actividades ordinarias	1.697.300	1.526.567	1.304.746
Otros ingresos, por naturaleza	10.552	15.418	11.975
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	1.707.852	1.541.985	1.316.721
Materias primas y consumibles utilizados	(829.283)	(734.011)	(652.396)
Margen de Contribución	878.569	807.974	664.325
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	19.201	18.862	14.343
Gastos por beneficios a los empleados	(80.192)	(70.523)	(63.956)
Gasto por depreciación y amortización	(32.372)	(126.024)	(118.167)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(5.548)	(5.079)	(7.442)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinadas de acuerdo con NIIF 9	(8.427)	(3.214)	(6.855)
Otros gastos por naturaleza	(120.182)	(100.535)	(92.321)
Resultado de Explotación	651.049	521.461	389.927
Otras ganancias (pérdidas)	209	566	26
Ingresos financieros	22.862	16.891	5.793
Costos financieros	(68.412)	(47.161)	(27.981)
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	3.754	(3.913)	(5.307)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	609.462	487.844	362.458
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(214.505)	(148.296)	(125.591)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	394.957	339.548	236.867
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a			
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	291.891	282.539	194.633
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	103.066	57.009	42.234
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	394.957	339.548	236.867

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES	2023	2022	2021
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión	22.024	25.398	(53.502)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(551)	15.733	(7.557)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	842	4.884	5.156
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período	22.315	46.015	(55.903)
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	(307)	(4.651)	895
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período	(307)	(4.651)	895
Total Otro resultado integral	22.008	41.364	(55.008)

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución en Perú como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 35 Información por segmento.

iv. Flujos de efectivo

A continuación, se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las operaciones discontinuadas durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO RESUMIDO	2023	2022	2021
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	607.583	551.297	451.340
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(526.909)	(740.064)	(549.596)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(10.562)	132.545	7.341
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	70.112	(56.222)	(90.915)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.083	6.525	(16.115)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	74.195	(49.697)	(107.030)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	88.681	138.378	245.408
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	162.876	88.681	138.378

6.2 Transferencia de activos vinculados al proyecto eólico Windpeshi de Enel Colombia S.A.

Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico Windpeshi ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar un proceso de venta del mismo.

Por lo anterior, al cierre de 2023 y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas” y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos relacionados al proyecto eólico Windpeshi como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

6.3 Operación de venta de Transmisora de Energía Renovable S.A.

Con fecha 6 de septiembre de 2023 nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. en conjunto con Enel Guatemala, S.A. y Generadora Montecristo S.A., subsidiarias de Enel Colombia ubicadas en Guatemala, suscribieron con el Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P, el contrato de compraventa para la enajenación del 100% de la participación en la subsidiaria Transmisora de Energía Renovable, S.A. (“Transnova”).

Esta subsidiaria se ubica en Guatemala y se dedica a la transmisión de energía eléctrica en este país. Fue creada para interconectar la energía generada por la hidroeléctrica Palo Viejo (operada por su empresa relacionada Renovables de Guatemala, S.A.) por medio de una línea de transmisión y dos subestaciones eléctricas; sin embargo, a la fecha opera para toda la red nacional, donde se conectan tanto agentes terceros independientes como entidades relacionadas locales. La sociedad cuenta con subestaciones en Uspantan y Chixoy 2, y una línea de transmisión aérea de 32 kilómetros de extensión para interconectar las subestaciones mencionadas.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas” y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer trimestre de 2023, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de Transmisora de Energía Renovable S.A. como mantenidos para la venta. El valor de venta previsto de esta sociedad superó a su correspondiente valor contable.

Con fecha 19 de octubre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. y sus subsidiarias ubicadas en Guatemala finalizaron la venta del 100% de su participación en la subsidiaria Transmisora de Energía Renovable, S.A. al Grupo Energía de Bogotá S.A. E.S.P. El precio de venta fue de MCOP 148.794.000 correspondientes a MUS\$ 33.518 (ver nota 7e), generando una utilidad de MUS\$ 3.169 (ver nota 33).

6.4 Operación de venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE, Fontibón ZE

Las subsidiarias colombianas Usme ZE y Fontibón ZE fueron constituidas con el objeto principal de suscribir y ejecutar los contratos de concesión de la explotación de la prestación del servicio público de transporte terrestre de pasajeros del Sistema Integrado de Transporte Público – SITP en su componente zonal para la unidad funcional adjudicada, cuyo contrato de concesión con la Empresa de Transporte del Tercer Milenio-Transmilenio S.A. (en adelante TMSA), fue firmado el 27 de enero de 2021.

El único accionista de estas compañías es la Sociedad Bogotá ZE, cuyo objeto principal es realizar cualesquiera actos relacionados con movilidad eléctrica y sostenible en Colombia y en el exterior. Los accionistas de esta

entidad eran Enel Colombia S.A. E.S.P y Colombia ZE. A su vez, Colombia ZE fue constituida con un único accionista denominado Enel Colombia S.A. E.S.P.

De acuerdo con la adjudicación de estos contratos de concesión y dando alcance al acuerdo complementario de estrategia de negocio, el 16 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. notificó a la compañía AMPCI EBUS DEVELOPMENTS LLC ("AMP") el cumplimiento de las condiciones para la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE y sobre las cuales "AMP" pagó el equivalente al 80% del capital y prima en colocación de acciones de estas sociedades.

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), a contar del cierre del primer semestre del año 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de las sociedades, Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS\$12.929 al 31 de diciembre de 2022.

Con fecha 21 de abril de 2023, la filial colombiana de la Compañía, Enel Colombia S.A. E.S.P., finalizó la venta del 80% de su participación sobre Bogotá ZE y Colombia ZE a AMPCI EBUS Developments LLC. El valor de la enajenación ascendió a MUS\$ 8.956 (ver nota 7.e) y generó una utilidad de US\$ 2 millones, de los cuales US\$ 0,4 millones corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Colombia ZE en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

Las compañías Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S, Fontibón ZE S.A.S y USME ZE S.A.S. pasaron a ser clasificadas como entidades asociadas a partir de abril de 2023, luego de la operación de venta del 80% de participación mencionada en el párrafo anterior.

6.5 Operación de venta de Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud

Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía mantenía avanzadas negociaciones tendientes a perfeccionar la venta de su participación en las subsidiarias argentinas que operan el negocio de generación térmica: Enel Generación Costanera e Inversora Dock Sud, sociedad matriz de Central Dock Sud.

Enel Generación Costanera está ubicada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.062 MW netos, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851MW y 297MW netos, totalizando una capacidad instalada neta de 2.210MW.

Central Dock Sud está ubicada en el barrio de Avellaneda de la provincia de Buenos Aires y posee una central térmica, que tiene una capacidad total neta de 847MW; tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor; dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden un ciclo combinado.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al cierre del ejercicio 2022, la Compañía reclasificó los activos y pasivos de Enel Generación Costanera e Inversora Docksud como mantenidos para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable.

Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro de activos por MUS\$165.585 para el caso de Enel Generación Costanera y de MUS\$ 149.603 para el caso de Inversora Dock Sud.

Posteriormente, con fecha 17 de febrero de 2023, Enel Américas, a través de su filial Enel Argentina, firmó un acuerdo de venta a la empresa energética Central Puerto S.A. del 75,7% de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica Enel Generación Costanera. El valor de la enajenación ascendió a MUS\$ 48.301 (ver nota 7e), generando una pérdida en la venta por MUS\$ 87.409, pérdida que fue registrada durante primer trimestre de 2023 y que se explica fundamentalmente por las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Enel Generación Costanera en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

En la misma fecha, Enel Américas firmó un acuerdo con Central Puerto para la venta del 41,2% de participación económica que el Grupo ostentaba en la empresa de generación térmica Central Dock Sud. Esta venta quedó sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes, entre las cuales se incluyó que la operación se efectuaría solo si los restantes accionistas minoritarios en Central Dock Sud, directos e indirectos, no ejercieran su derecho de compra preferente.

Con fecha 17 de marzo de 2023, YPF Luz, la empresa de energía eléctrica de YPF, notificó a Enel Américas su intención de ejercer su derecho de compra preferente de la totalidad de las acciones que la misma posee en Inversora Dock Sud S.A., haciendo el mismo extensivo a las acciones que Enel Américas poseía en Central Dock Sud S.A. a través de Enel Argentina. Asimismo, en la misma fecha, Pan American Sur S.A. comunicó a Enel Argentina su intención de ejercer su derecho de compra preferente sobre las acciones que esta poseía en Central Dock Sud.

Con fecha 14 de abril de 2023, habiéndose cumplido todas las condiciones precedentes, se perfeccionó la venta de la participación que el Grupo ostentaba en Central Dock Sud. El valor de la enajenación ascendió a MUS\$ 52.352 (ver nota 7e) y generó una pérdida de MUS\$ 193.340, la cual corresponde principalmente a las diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Central Dock Sud en Enel Américas, acumuladas en otros resultados integrales hasta la fecha de enajenación.

6.6 Transferencia de activos vinculados a la concesión de transmisión en Enel CIEN

En diciembre de 2022, la compañía Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (TAESA) fue nombrada ganadora del lote 5 ofrecido en la Subasta de Transmisión efectuada por ANEEL, lo que implicó que esa compañía se adjudicara la concesión del servicio público de transmisión de las líneas Garabi I y Garabi II.

De acuerdo con los términos establecidos en el contrato de concesión, la responsabilidad por los bienes y servicios prestados es exigible al ganador de la subasta a partir de la firma del contrato de concesión, junto con todas las obligaciones y cargos por la prestación del servicio público de transmisión. Teniendo en cuenta que la firma del contrato estaba prevista para el día 31 de marzo de 2023, hasta esa fecha Enel CIEN fue responsable de la ejecución del contrato de concesión.

Por lo anterior, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 "Activos No Corrientes Mantenedidos para la Venta y Operaciones Discontinuas" y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), al 31 de diciembre de 2022, la compañía reclasificó los activos de Enel CIEN relacionados con la concesión como mantenidos para la venta.

La firma del contrato se llevó a cabo durante el primer trimestre del presente año, procediéndose a la baja de los activos vinculados a la concesión de las líneas de transmisión. Durante el primer trimestre del 2023 Enel Cien recibió la indemnización por la transferencia de activos por un monto de BRL 871 millones (MUS\$ 176.942) y obtuvo una ganancia de MUS\$ 106.975 (Ver nota 33). El valor contable de los activos de Enel CIEN vinculados a la concesión ascendía a MUS\$ 65.074 al 31 de diciembre de 2022.

6.7 Operación de venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (SPCC).

El 12 de julio de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. y SMN Termo Cartagena suscribieron un acuerdo de compraventa de los activos de la Central Térmica Cartagena y del 100% de la participación de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., concesionaria de los Permisos Portuarios indispensables para las necesidades de operación de la Central Térmica Cartagena.

Esta central termoeléctrica, ubicada en Mamonal, área industrial de Cartagena, cuenta con una capacidad instalada de 203 megavatios (MW) y genera energía mediante el uso de gas y/o combustible líquido.

Por lo anterior, y de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas” y siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la Compañía reclasificó los activos y pasivos de la SPCC como mantenidos para la venta.

Posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2023 se perfeccionó la venta, fecha desde la cual SMN asumió la propiedad, administración y operación de la planta generadora de energía y la concesión portuaria (ver notas 2.4.1 xv. y 33).

6.8 Operación de venta de Enel Generación Fortaleza

Con fecha de 23 de agosto de 2022 la filial brasilera de la Compañía, Enel Brasil S.A. finalizó la enajenación del 100% de las acciones emitidas por Enel Generación Fortaleza S.A. propiedad de Enel Brasil S.A. a ENEVA S.A. Como contraprestación por la venta de las mencionadas acciones, la subsidiaria Enel Brasil recibió en esta fecha el pago de BRL 489.755.891,94, equivalentes a MUS\$ 95.624 (ver nota 7.e), luego del cumplimiento de todas las condiciones previstas en el Contrato de Compraventa, generando una pérdida en la venta por MUS\$ 130.727, de los cuales MUS\$ 94.457 corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de CGTF en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de venta (ver nota 2.9).

Cabe señalar que previamente, al cierre del primer semestre de 2022, siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), los activos y pasivos de Enel Generación Fortaleza S.A. habían sido reclasificados como disponibles para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro por MBRL 395.457 (MUS\$ 77.028) a dicha fecha (ver nota 31.b).

6.9 Operación de venta de Enel Distribución Goiás

Con fecha 29 de diciembre de 2022 la filial brasilera de la Compañía, Enel Brasil S.A. finalizó la enajenación del 99,9% de las acciones emitidas por Enel Distribución Goiás S.A., propiedad de Enel Brasil S.A. a Equatorial Participações e Investimentos S.A., una filial de Equatorial Energia S.A. (conjuntamente “Equatorial”). Como contraprestación por la venta de las mencionadas acciones, la subsidiaria Enel Brasil recibió en esa fecha el pago de BRL 1.513.129.051,11 equivalentes a MUS\$ 293.046 (ver nota 7.e), luego del cumplimiento de todas las condiciones previstas en el Contrato de Compraventa, generando una pérdida en la venta por MUS\$ 219.417 (ver nota 33), de los cuales MUS\$ 215.982 corresponden a diferencias de conversión generadas en el proceso de consolidación de Goiás en Enel Américas y que se acumularon en otros resultados integrales hasta la fecha de venta.

Cabe señalar que previamente, en octubre de 2022, siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), los activos y pasivos de Goiás habían sido reclasificados como disponibles para la venta, midiendo los primeros por el menor entre su valor contable y su valor razonable. Lo anterior implicó reconocer una pérdida por deterioro por MUS\$ 786.278 a dicha fecha (ver nota 31.b).

Al momento de la venta Enel Distribución Goiás adeudaba a nuestra subsidiaria Enel Brasil un total de MUS\$1.293.750 y que fueron pagados durante el ejercicio 2023. Ver nota 10(a).

En diciembre de 2023 se generó un ajuste de precio, lo que implicó reconocer una pérdida adicional en la venta por MUS\$ 25.814 (ver nota 33).

7. Efectivo y equivalentes al efectivo

- a) La composición del efectivo y equivalentes al efectivo al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Efectivo en caja	417	383
Saldos en bancos	598.598	535.032
Depósitos a corto plazo	874.390	580.113
Otros instrumentos de renta fija	26.779	6.165
Total	1.500.184	1.121.693

Los depósitos a corto 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. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones a la disposición de efectivo.

- b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Peso chileno	1.180	563
Peso argentino	4.866	6.963
Peso colombiano	368.172	156.180
Real brasileño	1.055.993	746.192
Sol peruano	5.770	71.521
Dólar estadounidense	64.121	140.208
Euro	82	66
Total	1.500.184	1.121.693

Para más detalles acerca del Estado de Flujos de Efectivo, ver a continuación:

- c) Detalle de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en Estado de Situación Financiera, y el Estado de Flujo de Efectivo al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2023	2022	2021
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	1.500.184	1.121.693	1.396.253
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	3.469	43.826	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a operaciones discontinuadas (*)	162.876	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.666.529	1.165.519	1.396.253

(*) Ver Nota 6.

- d) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Efectivo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2023	2022	2021
Pagos por otros impuestos (IVA, ICMS, PIS/COFINS, Impuestos a las ventas, Impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(1.918.412)	(2.675.499)	(2.704.477)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Crédito Fácil Codensa (2)	(383.558)	(495.217)	(480.921)
Pagos por la cuenta de desarrollo energético (CDE) (3)	(1.044.596)	(1.328.685)	(839.175)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(415.315)	(312.494)	(455.381)
Total otros pagos por actividades de operación	(3.761.881)	(4.811.895)	(4.479.954)

- (1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron MUS\$1.503.968, MUS\$2.164.268 y MUS\$2.254.373, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las

ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron MUS\$307.317, MUS\$327.587 y MUS\$327.634 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por MUS\$89.766, MUS\$92.595 y MUS\$83.107, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

(2) Nuestra subsidiaria colombiana Enel Colombia, firmó unos acuerdos con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Enel Colombia. En virtud de estos acuerdos, Enel Colombia administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Enel Colombia emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como "Otros cobros de actividades de la operación".

(3) En Brasil, la Ley 10.438/2002 creó la "Conta de Desenvolvimento Energético" (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

(4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

- e) La siguiente tabla presenta el detalle de "Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios" en el Estado de Flujos de Efectivo al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022	2021
Efectivo recibido por la venta de Enel Generación Costanera S.A. (ver nota 6.5)	48.301	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Generación Costanera S.A. que salió del Grupo (ver nota 6.5)	(15.205)	-	-
Efectivo recibido por la venta de Dock Sud S.A. (ver nota 6.5)	52.352	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Dock Sud S.A. que salió del Grupo (ver nota 6.5)	(25.243)	-	-
Efectivo recibido por la venta de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE (ver nota 6.4)	8.956	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Colombia ZE, Bogotá ZE, Usme ZE y Fontibón ZE que salió del Grupo (ver nota 6.4)	(1.871)	-	-
Efectivo recibido por la venta de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (ver nota 6.7)	1.154	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. que salió del Grupo (ver nota 6.7)	(1.151)	-	-
Efectivo recibido por la venta de Central Geradora Termelétrica Fortaleza que salió de Grupo (ver nota 6.8)	-	95.624	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Central Geradora Termelétrica Fortaleza que salió del Grupo (ver nota 6.8)	-	(61.671)	-
Efectivo recibido por la venta de Enel Distribución Goiás S.A. (ver nota 6.9)	-	293.046	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Enel Distribución Goiás S.A. que salió del Grupo (ver nota 6.9)	-	(10.465)	-
Efectivo recibido por la venta de Transmisora de Energía Renovable (ver nota 6.3)	33.518	-	-
Efectivo y equivalentes al efectivo de Transmisora de Energía Renovable que salió del Grupo (ver nota 6.3)	(12.371)	-	-
Total flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	88.440	316.534	-

f) Conciliación de los pasivos que surgen de las actividades de financiación por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022: y 2021

	Deuda Financiera Corriente	Deuda Financiera No Corriente	Pasivos por arrendamientos	Activos mantenidos para cubrir pasivos que surgen de actividades financieras	Total	
Miles de dólares estadounidenses - MUS\$						
	Saldo inicial al 01.01.2023	2.113.278	6.123.813	211.591	(150.594)	8.298.088
	Provenientes	2.222.859	1.075.276	-	31.683	3.329.818
	Utilizados	(2.908.004)	(22.706)	(49.518)	-	(2.980.228)
Flujos de efectivo de financiamiento	Intereses Pagados	(802.015)	(48.920)	(6.478)	-	(857.413)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	(1.487.160)	1.003.650	(55.996)	31.683	(507.823)
	Venta de subsidiarias	-	-	-	-	-
	Cambios en valor razonable	(74.759)	44.653	-	30.654	548
	Diferencias de cambio	258.115	568.017	21.273	(42.646)	804.759
	Costos financieros (1)	945.152	6.271	23.813	(57.884)	917.352
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	21.341	-	21.341
	Otros cambios	1.266.877	(2.402.402)	(26.017)	2.087	(1.159.455)
	Saldo final al 31.12.2023	3.021.503	5.344.002	196.005	(186.700)	8.374.810
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 11.1. b)	1.337.499	305.153	-	-	1.642.652
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 20.a)	1.501.681	4.963.859	-	-	6.465.540
	Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 23.2.a)	182.323	74.990	-	(186.700)	70.613
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 21)	-	-	196.005	-	196.005
	Saldo final al 31.12.2023	3.021.503	5.344.002	196.005	(186.700)	8.374.810
Miles de dólares estadounidenses - MUS\$						
	Saldo inicial al 01.01.2022	1.566.686	5.973.135	248.578	(200.499)	7.587.900
	Provenientes	1.327.791	1.977.059	-	1.505	3.306.355
	Utilizados	(2.095.894)	(550.059)	(60.095)	-	(2.706.048)
Flujos de efectivo de financiamiento	Intereses Pagados	(615.186)	(139.322)	(3.647)	-	(758.155)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	(1.383.289)	1.287.678	(63.742)	1.505	(157.848)
	Venta de subsidiarias	-	-	-	-	-
	Cambios en valor razonable	(6.075)	30.018	-	(1.664)	22.279
	Diferencias de cambio	(16.390)	(36.968)	(4.075)	43.150	(14.283)
	Costos financieros (1)	685.216	176.613	22.342	(20.920)	863.251
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	76.312	-	76.312
	Otros cambios	1.267.130	(1.306.663)	(67.824)	27.834	(79.523)
	Saldo final al 31.12.2022	2.113.278	6.123.813	211.591	(150.594)	8.298.088
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas (Ver Nota 11.1. b)	820.161	853.706	-	-	1.673.867
	Préstamos que devengan intereses (Ver Nota 20.a)	1.191.605	5.132.513	-	-	6.324.118
	Cobertura de flujos deuda (Ver Nota 23.2.a)	101.512	137.594	-	(150.594)	88.512
	Pasivos por arrendamientos (Ver Nota 21)	-	-	211.591	-	211.591
	Saldo final al 31.12.2022	2.113.278	6.123.813	211.591	(150.594)	8.298.088
Miles de dólares estadounidenses - MUS\$						
	Saldo inicial al 01.01.2021	1.976.560	3.982.097	142.560	(114.309)	5.986.908
	Provenientes	1.306.898	2.695.229	-	114.230	4.116.357
	Utilizados	(3.301.621)	(12.711)	(65.009)	-	(3.379.341)
Flujos de efectivo de financiamiento	Intereses Pagados	(334.975)	-	(4.003)	-	(338.978)
	Total flujos de efectivo de financiamiento	(2.329.698)	2.682.518	(69.012)	114.230	398.038
	Venta de subsidiarias	219.817	972.354	31.092	(134.315)	1.088.948
	Cambios en valor razonable	7.455	14.233	-	(12.366)	9.322
	Diferencias de cambio	(122.726)	(334.779)	(12.934)	(63.350)	(533.789)
	Costos financieros (1)	457.536	16.249	2.918	24.942	501.645
	Nuevos pasivos por arrendamientos	-	-	135.283	-	135.283
	Otros cambios	1.357.742	(1.359.537)	18.671	(15.331)	1.545
	Saldo final al 31.12.2021	1.566.686	5.973.135	248.578	(200.499)	7.587.900
	Descomposición por rubro					
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas	337.673	1.055.552	-	-	1.393.225
	Préstamos que devengan intereses	1.181.392	4.905.270	-	-	6.086.662
	Cobertura de flujos deuda	47.621	12.313	-	(200.499)	(140.565)
	Pasivos por arrendamientos	-	-	248.578	-	248.578
	Saldo final al 31.12.2021	1.566.686	5.973.135	248.578	(200.499)	7.587.900

(1) Corresponde al devengamiento de intereses.

8. Otros activos financieros

La composición de otros activos financieros al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados (1)	130.969	157.617	2	3
Activos financieros medidos a costo amortizado (1)	2.156	2.412	43.461	41.543
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados CINIIF 12 (2)	-	-	4.507.507	3.665.495
Activos financieros a valor razonable con cambio en otro resultado Integral	-	-	5.858	22.180
Activos financieros medidos a costo amortizado CINIIF 12 (3)	14.992	13.265	342.907	316.817
Instrumentos Derivados Cobertura (4)	1.800	35.266	185.492	123.771
Instrumentos Derivados No Cobertura (5)	4.762	6.741	-	-
Total	154.679	215.301	5.085.227	4.169.809

- (1) Los montos incluidos en activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados y activos financieros a costo amortizado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) Corresponden a acuerdos de concesión los cuales incluyen a Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., Enel Distribución Sao Paulo S.A. y PH Chucás S.A. cuyos saldos al 31 de diciembre de 2023 son MUS\$1.494.466 (MUS\$ 1.214.636 al 31 de diciembre de 2022), MUS\$1.257.222 (MUS\$ 934.426 al 31 de diciembre de 2022), MUS\$ 1.711.644 (MUS\$ 1.406.112 al 31 de diciembre de 2022) y MUS\$44.175 (MUS\$ 110.321 al 31 de diciembre de 2022), respectivamente. Con respecto a las distribuidoras de Brasil, la legislación vigente establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión, ver Nota 3.d.1. Con relación a Chucás, el activo financiero corresponde a derechos por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), generados en el contexto de la aplicación del acuerdo de concesión con dicha entidad.
- (3) Correspondiente a acuerdo de concesión en Enel Green Power Volta Grande, Luz de Angra Energía S.A., EGP Paranapanema, Luz De Jaboaão Energia S.A., Luz De Caruaru Energía S.A. y EGP Mourao, ver Nota 3.d.1.
- (4) Ver Nota 23.2.a)
- (5) Ver Nota 23.2.b)

9. Otros activos y pasivos no financieros

- a) La composición de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
IVA Crédito Fiscal y Otros Impuestos	34.823	119.917	135.819	119.621
Servicios en curso prestados por terceros	2.859	25.275	-	-
Servicio en curso de I & D y Eficiencia Energética	82.256	100.385	-	-
Depósitos Judiciales	-	-	244.670	246.997
Activos en construcción CINIIF 12 (1)	-	-	469.134	525.607
Impuesto por recuperar Pis/Cofins (2)	462.046	341.380	956.235	1.351.028
Gastos pagados por anticipado	24.467	23.660	-	-
Otros	146.825	116.770	57.424	72.340
Total	753.276	727.387	1.863.282	2.315.593

(1) Corresponde a activos en construcción referente a concesiones de las subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.

(2) En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha. La decisión fue publicada en el diario oficial el 9 de septiembre de 2021.

Nuestras subsidiarias en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Durante el año 2019, se notificó a Enel Distribución Sao Paulo y Enel Distribución Ceará S.A. los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS, por los periodos comprendidos entre diciembre 2003 y diciembre 2014 para Enel Distribución Sao Paulo, y mayo 2001 en adelante para Enel Distribución Ceará S.A. Durante el mes de marzo de 2020, Enel Distribución Sao Paulo recibió una notificación similar por el periodo enero 2015 en adelante. Por último, durante septiembre de 2021 Enel Distribución Río recibió la misma notificación, abarcando los derechos que surgen por el periodo de diciembre de 2003 en adelante.

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A. reconocieron activos por MUS\$734.169, MUS\$81.564 y MUS\$602.548, respectivamente, al 31 de diciembre de 2023 (MUS\$944.651, MUS\$148.432, y MUS\$ 599.325, respectivamente, al 31 de diciembre de 2022).

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y aunque la

forma definitiva de devolución aún no ha sido reglamentada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), los procesos tarifarios 2022 y 2023 ya contemplan la devolución parcial de dichos montos.

Cabe destacar que el PIS COFINS son contribuciones federales que pagan las compañías en Brasil y que tienen por objetivo financiar programas a los empleados, salud pública, asistencia social y la seguridad social, aplicados sobre los ingresos brutos de las compañías. El “imposto sobre circulação de mercadorias e serviços” (ICMS), es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte”. (ver Nota 24 y 36.3.b.42).

b) La composición de otros pasivos no financieros al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
IVA Débito Fiscal y Otros Impuestos	218.865	221.759	29.607	32.839
Ingresos diferidos por cesiones de créditos Edesur (*)	-	-	60.991	-
Otros	1.203	42.647	5.566	35.600
Total	220.068	264.406	96.164	68.439

(*) Ver nota 36.5 (ii)

10. Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar

a) La composición de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	4.116.450	5.327.039	460.445	508.120
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	3.892.321	3.856.896	187.963	297.157
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, bruto	2.542	1.526	59.000	25.369
Otras cuentas por cobrar, bruto	221.587	1.468.617	213.482	185.594

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	3.033.039	4.434.832	424.900	479.627
Cuentas comerciales por cobrar, neto	2.810.020	2.964.771	182.062	292.234
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero, neto	2.508	1.499	58.440	24.857
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	220.511	1.468.562	184.398	162.536

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de otras cuentas por cobrar, neto (1)	Corrientes		No corrientes	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Anticipos a proveedores	62.853	50.723	-	-
Cuentas por cobrar "baja renta" (i)	26.790	11.944	-	-
Activos Sectoriales - No Corriente (*)	-	-	70.334	-
Cuentas por cobrar al personal	9.361	8.503	12.929	9.573
Cuentas proyecto VOSA (ii)	30.048	29.999	94.874	123.264
Cuentas por cobrar a Enel Goiás (iii)	-	1.293.750	-	-
Otras	91.459	73.643	6.261	29.699
Total	220.511	1.468.562	184.398	162.536

(i) Cuentas por cobrar a consumidores de bajos ingresos a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A., y Enel Distribución Sao Paulo S.A., ese descuento a título de un subsidio estatal.

(ii) Cuentas por cobrar relacionadas con proyecto en Argentina que al 31 de diciembre de 2023 y 2022 incluye a Enel Generación Chocón S.A.

(iii) Corresponde a saldos de préstamos que Enel Distribución Goiás adeudó a nuestra subsidiaria Enel Brasil y que, en el marco de la venta de la primera por parte de la segunda, fueron pagados durante el presente año. Cabe destacar que durante el año 2023 se han recaudado MUS\$ 1.421.585 por pago de esta deuda.

(*) Activos sectoriales Brasil

Los activos y pasivos regulatorios (o sectoriales) se registran como consecuencia de la firma, en diciembre de 2014, de sendas enmiendas efectuadas a los contratos de concesión originales que habían celebrado nuestras subsidiarias de Distribución Eléctrica en Brasil. Mediante estas enmiendas se estableció que, además de los montos de compensación derivados de las inversiones no amortizadas durante los respectivos periodos de concesión (ver nota 8 (2)), los saldos de activos y pasivos regulatorios que no se hubiesen recuperado o devuelto a través de los ciclos tarifarios también estarán sujetos a compensación o devolución por parte del

Estado. Lo anterior implica que la realización de estos activos o la liquidación de los pasivos no depende de la facturación que se logre efectuar a los clientes durante el periodo de concesión.

Estos activos y pasivos regulatorios surgen de las diferencias entre el costo real y el costo considerado en los reajustes tarifarios y generan un activo en la medida que el costo real es mayor que el contemplado en la tarifa, o a un pasivo cuando los costos reales son inferiores a los contemplados en la tarifa. Estas diferencias son consideradas por la ANEEL, que es la entidad gubernamental que regula las tarifas eléctricas en Brasil, en el siguiente proceso de ajuste tarifario de cada empresa concesionaria.

En general, producto de la operación normal de las Compañías, estos activos y pasivos regulatorios se van cobrando o liquidando a través de las facturaciones a clientes en un periodo que está en un rango promedio entre 10 y 24 meses.

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 11.1.

b) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero de las cuales no se ha registrado provisión de deterioro, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Con antigüedad menor de tres meses	329.593	341.744
Con antigüedad entre tres y seis meses	88.370	83.626
Con antigüedad entre seis y doce meses	81.648	105.786
Con antigüedad mayor a doce meses	201.294	236.418
Total	700.905	767.574

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
	Corriente y no corriente
Saldo al 1 de enero de 2022	898.723
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	241.266
Montos castigados	(120.360)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	18.901
Traspaso a mantenido para la venta	(117.830)
31 de diciembre de 2022	920.700
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	256.513
Montos castigados	(91.196)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	58.136
Traspaso a mantenido para la venta	(25.197)
31 de diciembre de 2023	1.118.956

(*) Las pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar ascendieron a MUS\$ 256.513 al 31 de diciembre de 2023, lo que representa un aumento de un 6,3% respecto a la pérdida de MUS\$ 241.266 registrada al 31 de diciembre de 2022 (ver nota 31.b). Este aumento por un monto de MUS\$ 15.247 proviene principalmente de nuestras subsidiarias de distribución en Brasil por MUS\$ 24.161, compensado por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las subsidiarias extranjeras con respecto al dólar.

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, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y 12 meses en Brasil y Colombia. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver Notas 3.g.3 y 22.5).

d) Información adicional:

- > Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la CMF, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 3.
- > Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 3.1.

11. Saldos y transacciones con partes relacionadas

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

Las transacciones entre sociedades que integran el Grupo Enel Américas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

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

La controladora de Enel Américas es la sociedad italiana Enel S.p.A..

11.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es la siguiente:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Extranjera	Enel X Argentina S.A.U.	Argentina	Matriz Común	ARS	Otros servicios	53	33	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	1	4	-	15
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	-	1	3	-
Extranjera	Gridspertise Latam S.A.	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	259	238	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	566	474	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	27	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	204	210	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	645	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	978	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicio Informaticos	-	3	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	21	9	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	115	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Otros servicios	22	22	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	665	335	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	232	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	201	91	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	200	273	-	-
Extranjera	Endesa S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	18	18	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	156	57	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	3	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	56	31	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	EUR	Otros servicios	196	180	-	-
Extranjera	Electric Motor Werks, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	65	60	-	-
Extranjera	Enel Finance America, LLC	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	8	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power North America, Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	468	325	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	1.861	1.168	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	46	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	COP	Otros servicios	8	-	-	-
Extranjera	Enel North América Inc.	Estados Unidos	Matriz Común	BRL	Otros servicios	62	-	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.r.l.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	137	38	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	84	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Derivados de cobertura	-	331	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	72	25	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.764	1.356	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	37	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	185	19	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	142	137	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	249	-	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	201	185	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	294	574	-	-
Extranjera	Enel Innovation Hubs S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informaticos	-	71	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	378	258	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Derivados de cobertura	-	41	-	3.677
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	1.102	795	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	229	81	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Servicios Informaticos	-	49	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	333	188	-	-
Extranjera	Enel X Way S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	26	-	-
Extranjera	Enel X Way USA	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Compra de Materiales	228	-	-	-
Extranjera	Enel Energía, S.A. DE CV.	México	Matriz Común	US\$	Venta de Energía	1	143	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	32	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	353	325	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	COP	Otros servicios	81	38	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	52	-	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú (ver Nota 6.1)	Perú	Asociada	PEN	Otros servicios	3	56	-	-
Extranjera	Enel X Way Perú (ver Nota 6.1)	Perú	Asociada	US\$	Otros servicios	-	177	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	PEN	Otros servicios	-	245	-	-
Extranjera	Proyectos Y Soluciones Renovables S.A.C.	Perú	Matriz Común	US\$	Préstamo por cobrar	-	5.393	-	-
Extranjera	Enel Romania SA	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	91	84	-	-
Extranjera	Enel Green Power RSA	Sudafrica	Matriz Común	US\$	Otros servicios	687	678	-	-
Extranjera	Enel X Way Brasil SA	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	3.997	-	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	543	-	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamiento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	2	-	-	-
Extranjera	Edistribución Redes Digitales, S.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	36	-	-	-
Total						17.343	15.961	3	3.692

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Corrientes		No corrientes	
						al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Extranjera	SACME	Argentina	Negocio Conjunto	ARS	Otros servicios	127	216	-	-
Extranjera	Yacvec S.A.	Argentina	Asociada	ARS	Otros servicios	-	6	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamiento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	BRL	Compra de Materiales	86	-	-	-
Extranjera	Enel X Brasil Gerenciamiento De Energia Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	2	-	-
Extranjera	Gridpertise Latam	Brasil	Matriz Común	BRL	Otros servicios	77	1.616	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	562	434	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	-	136	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	1.769	1.935	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	75	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	1.903	1.840	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios Informáticos	399	441	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	26	25	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	754	718	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	81	83	-	-
96.800.570-8	Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	28	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	123	109	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	98	571	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	COP	Otros servicios	33	26	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	17	17	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	-	1.024	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	15	313	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	616	947	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	538	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	1.491	1.721	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Servicios de Ingeniería	-	1.299	-	-
76.412.562-2	Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	-	614	-	-
76.924.079-9	Enel X Chile S.P.A.	Chile	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	220	-	-
Extranjera	Enel Green Power El Salvador	El Salvador	Matriz Común	US\$	Otros servicios	-	-	6.945	6.945
Extranjera	Distribución Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	587	-	-
Extranjera	Distribución Redes Digitales S.L.	España	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	16	16	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	117	380	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	597	672	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	36	235	-	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	España	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	21	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	110	160	-	-
Extranjera	Enel Green Power España	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	131	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	308	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	229	25	-	-
Extranjera	Enel Iberia S.R.L.	España	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	91	-	-
Extranjera	España S.R.L.	España	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	927	663	-	-
Extranjera	Enel X North America	Estados Unidos	Matriz Común	US\$	Otros servicios	283	553	-	-
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	BRL	Prest. Por pagar	159.691	100.676	149.161	236.754
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	US\$	Prest. Por pagar	674.306	269.969	51.320	463.726
Extranjera	Enel Finance International NV (*)	Holanda	Matriz Común	EUR	Prest. Por pagar	343.208	314.672	104.672	153.226
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	30	29	-	-
Extranjera	E-Distribuzione S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	3	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	220	107	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	12.877	26.366	-	-
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	5.324	14.291	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	392	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	18	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	-	4.310	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	4.947	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	139	-	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	-	10	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.463	425	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	955	1.145	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	-	25	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	2.004	6.519	-	-
Extranjera	Enel Global Trading S.P.A.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	236	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	2.738	5.911	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	191	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	90.851	78.705	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	7.113	14.740	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Informáticos	26	142	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	-	71	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	42.272	34.862	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	US\$	Servicios Técnicos	3.946	2.388	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	ARS	Servicios Técnicos	-	4.042	-	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	69	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	6.723	1.758	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	BRL	Otros servicios	-	2.402	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	34.451	135.719	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	-	17.074	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Otros servicios	293	398	215	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	COP	Servicios Informáticos	-	7.161	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	58	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	-	53	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Compra de Materiales	1.349	1.307	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	1.164	460	-	-
Extranjera	Enel Italia S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	1.788	1.197	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	305	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	631	610	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	288	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	29	780	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	1.153	1.023	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	COP	Otros servicios	32	263	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	CLP	Dividendos	213.313	-	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	BRL	Otros servicios	182	324	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Otros servicios	7.596	17.376	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicio de Garantía financiera	160.294	137.033	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US\$	Servicios Informáticos	2	2	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	US\$	Servicio de Garantía financiera	28	25	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Informáticos	23.927	36.407	-	-
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	EUR	Servicios Técnicos	6.443	61.203	-	-
Extranjera	Enel Sole	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	463	1.032	-	-
Extranjera	Enel X Advisory Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	49	48	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	193	1.386	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Informáticos	4.607	1.735	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	ARS	Servicios Informáticos	-	30	-	-
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	5.688	14.493	-	-
Extranjera	Enel X WAY S.R.L.	Italia	Matriz Común	CLP	Otros servicios	-	357	-	-
Extranjera	Gridspertise S.R.L.	Italia	Matriz Común	EUR	Servicios de Ingeniería	-	174	-	-
Extranjera	Servizio Elettrico Nazionale SpA	Italia	Matriz Común	EUR	Otros servicios	180	216	-	-
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Compra de Energía	-	676	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	104	-	-	-
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	US\$	Compra de Energía	4.201	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	33	141	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de C.V.	México	Matriz Común	EUR	Otros servicios	595	530	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US\$	Otros servicios	642	-	-	-
Extranjera	Kino Facilities Manager S.A. de C.V.	México	Matriz Común	US\$	Servicios de Ingeniería	269	843	-	-
Extranjera	Viva Labs	Noruega	Matriz Común	EUR	Servicios Técnicos	20	-	-	-
Extranjera	Proiecte y Soluciones Renovables S.A.C.	Rusia	Matriz Común	RU\$	Otros servicios	-	2.553	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	EUR	Otros servicios	-	84	-	-
Extranjera	Enel Green Power Romania	Rumania	Matriz Común	COP	Otros servicios	-	313	-	-
Extranjera	Enel X Way Colombia SAS	Colombia	Asociada	COP	Otros servicios	-	-	750	-
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Brasil	Asociada	BRL	Otros servicios	5.712	-	-	-
Total						1.898.784	1.361.676	313.069	860.651

(*) Ver Nota e) a continuación.

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

El detalle de las transacciones más significativas con entidades relacionadas no consolidables por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
76.536.353-5	Enel Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Servicios de Administración e Informáticos	(11.282)	(10.534)	(8.567)
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	Matriz Común	Gastos Financieros	(92.220)	(115.769)	(39.146)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(3.724)	(4.311)	(3.411)
Extranjera	Enel Global Services S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicio Tecnico	(2.792)	(6.031)	-
Extranjera	Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	-	(2.752)	(3.475)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	-	(2.638)	-
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(13.762)	(9.880)	(9.296)
Extranjera	Enel Green Power S.P.A	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(3.164)	-	-
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(24.437)	(24.494)	(25.914)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Informaticos	(12.954)	(4.088)	(6.231)
Extranjera	Enel Grids S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Personal Expatriado	(3.159)	-	(2.714)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Gastos Financieros	(25.416)	(25.960)	(24.763)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Personal Expatriado	(2.119)	-	(3.316)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Técnicos	(10.995)	(8.344)	(13.330)
Extranjera	Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Servicios Informaticos	(10.777)	(9.887)	(6.772)
Extranjera	Enel X S.R.L.	Italia	Matriz Común	Servicios Técnicos	(5.302)	(3.746)	(3.661)
Extranjera	Enel Energia S.A. de CV	México	Matriz Común	Compra de Energía	(9.818)	(5.875)	-

Las transacciones detalladas en la tabla precedente corresponden a todas aquellas que superan US\$ 2.000.000 por contraparte y naturaleza de las transacciones.

d) **Flujos futuros no descontados de préstamos por pagar empresas relacionadas:**

A continuación, se muestran las estimaciones de flujos no descontados para préstamos por pagar al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023							Total No Corriente	
					Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento				
					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
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	BRL	14,79%	161.746	69.014	230.760	106.184	-	-	-	-	106.184
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	EUR	2,33%	2.363	289.089	291.452	151.734	-	-	-	-	151.734
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US\$	8,66%	655.498	24.152	679.650	24.010	20.193	4.819	4.512	13.346	66.880
Total					819.607	382.255	1.201.862	261.928	20.193	4.819	4.512	13.346	324.798

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Tipo de moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022							Total No Corriente	
					Vencimiento			Total Corriente	Vencimiento				
					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
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	BRL	14,31%	135.955	268.674	404.629	214.309	99.499	-	-	-	313.808
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	EUR	3,27%	5.389	310.483	315.872	278.351	99.302	-	-	-	377.653
Extranjera	Enel Finance International NV	Holanda	US\$	6,11%	3.310	28.799	32.109	154.703	21.193	18.992	4.051	14.397	213.336
Total					144.654	607.956	752.610	647.363	219.994	18.992	4.051	14.397	904.797

e) **Transacciones significativas Enel Américas**

- > El 5 de junio de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Brasil S.A, un contrato de línea comprometida denominado en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 12 de junio de 2021. El 5 de agosto de 2021 esta línea fue renovada a una tasa de CDI +0,85% con vencimiento julio 2022. Esta línea fue cancelada en su totalidad en su fecha de vencimiento, el 11 de julio de 2022.

- > El 21 de diciembre de 2020, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 750 millones, a una tasa fija de 3,4% anual, con pago de interés anual, sin garantías, con amortización de capital e intereses única a la fecha de vencimiento, 22 de enero de 2024.
- > El 14 de febrero de 2021, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$500 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 1,08%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 14 de febrero de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2023 esta línea no se encuentra girada.
- > El 2 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 500 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de marzo de 2025.
- > El 4 de marzo de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 600 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de marzo de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 6 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 160 millones, a una tasa CDI más un margen 1,1%, sin garantías, con amortización en un único pago, a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento
- > El 15 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 230 millones, a una tasa CDI más un margen 0,9%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 15 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 19 de abril de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goiás, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de BRL 290 millones, a una tasa CDI más un margen 1,0%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 19 de abril de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 1 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de julio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 8 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Río, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 8 de julio de 2024.

- > El 31 de julio de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 36 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,29%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 31 de julio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 5 de agosto de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 20 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 5 de agosto de 2024.
- > El 1 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 22 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 2 de septiembre de 2024.
- > El 3 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,53%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de septiembre de 2024.
- > El 20 de septiembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 45 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 20 de septiembre de 2024.
- > El 1 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 73 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,81%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024. El 27 de diciembre de 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 1 de octubre de 2024.
- > El 13 de octubre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 40 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,59%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 13 de octubre de 2024.
- > El 14 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 55 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,65%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 16 de diciembre de 2024.
- > El 28 de diciembre de 2021, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de € 160 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,06%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2024.
- > El 31 de diciembre de 2021, Enel Green Power Perú formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de US\$30 millones, a una tasa de interés variable de Libor 1M, 3M o 6M más un margen 0,9%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 31 de diciembre

de 2022. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2022 esta línea no se encuentra girada, no se renovó al 31 de diciembre 2022.

- > El 4 de febrero de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €63 millones, a una tasa EUR all-in rate de 1,76%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de febrero de 2025.
- > El 8 de abril de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Goias, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €29,3 millones, a una tasa EUR all-in rate de 2,12%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025. El 27 de diciembre 2022 este contrato fue traspasado a Enel Brasil bajo las mismas condiciones, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 4 de abril de 2025.
- > El 20 de octubre de 2022 Enel Finance International NV formalizó un contrato de línea comprometida multiempresas con Enel Brasil, Dx Ceara, Dx Sao Paulo, Dx Rio, Enel Trading y Enel X denominada en reales por un monto de BRL 800 millones a una tasa de interés variable con vencimiento al 5 de octubre de 2023. Al 31 de diciembre 2023 dicha línea no está utilizada.
- > El 28 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €185 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,35%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 28 de diciembre de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento
- > El 13 de diciembre de 2022, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en reales por un monto de € 49 millones, a una tasa EURLIBOR +80 bps, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 12 de junio de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 3 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Rio, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €50 millones, a una tasa EUR all-in rate de 5,8%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 3 de enero de 2025.
- > El 6 de enero de 2023, Enel Finance International NV formalizó con Enel Distribución Ceará, un contrato de crédito denominado en euros por un monto de €88 millones, a una tasa EUR all-in rate de 4,2%, sin garantías, con amortización en un único pago a la fecha de vencimiento, 6 de febrero de 2023. Dicho contrato fue cancelado en su totalidad a la fecha de vencimiento.
- > El 21 de diciembre de 2023, Enel Américas S.A. formalizó una línea de crédito comprometida Revolving con Enel Finance International N.V. por un total de EUR \$700 millones, a una tasa de interés variable de SOFR 1M, 3M o 6M más un margen 1,25%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral y vencimiento el 21 de junio de 2024. Esta línea de crédito Revolving no posee garantías. Al 31 de diciembre de 2023 esta línea se encuentra girada por USD 650 millones
- > Al 31 de diciembre de 2023, Enel SpA tiene garantías otorgadas a Enel Brasil por un total de US\$131 millones, a una tasa de interés variable que oscila entre 0,38% y 1,03% sobre el monto garantizado y según el plazo otorgado. Estas garantías cubren principalmente contratos de préstamo de financiamiento, maquinaria y equipo, contrato de usos del sistema de transmisión y conexión a instalaciones de transmisión.

11.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2023, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 29 de abril de 2021, y está conformado por las siguientes personas:

- > Sr. Francisco de Borja Acha Besga
- > Sr. José Antonio Vargas Lleras
- > Sra. Giulia Genuardi
- > Sra. Francesca Gostinelli
- > Sr. Hernán Somerville Senn
- > Sr. Patricio Gómez Sabaini
- > Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2021, fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas y Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Valdés Prieto, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernán Somerville Senn.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

c) 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 Américas S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- > 216 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- > 79,2 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 18 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

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 Américas tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enel Américas S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enel Américas S.A. y/o de sus filiales o asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades subsidiarias, asociadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Américas S.A. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- > 72 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- > 26,4 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión, todo con un máximo de 18 sesiones en total, sean ordinarias o extraordinarias, dentro del ejercicio correspondiente.

A continuación, se detallan las retribuciones del Directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2023		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2023	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - diciembre 2023	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - diciembre 2023	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - diciembre 2023	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2023	169	-	55
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2023	169	-	55
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2023	169	-	55
Total				507	-	165

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	2022		
				Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero - diciembre 2022	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero - diciembre 2022	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Directora	enero - diciembre 2022	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Directora	enero - diciembre 2022	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2022	152	-	48
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero - diciembre 2022	152	-	48
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero - diciembre 2022	152	-	48
Total				456	-	144

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Nombre	Cargo	2021			
			Período de desempeño	Directorio de Enel Américas	Directorio de filiales	Comité de Directores
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	enero -diciembre 2021	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras	Director	enero -diciembre 2021	-	-	-
Extranjero	Enrico Viale	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo	Director	enero - marzo 2021	-	-	-
Extranjero	Giulia Genuardi	Director	abril -diciembre 2021	-	-	-
Extranjero	Francesca Gostinelli	Director	abril -diciembre 2021	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero -diciembre 2021	149	-	47
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini	Director	enero -diciembre 2021	149	-	47
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui	Director	enero -diciembre 2021	149	-	47
Total				447	-	141

11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

Personal clave de la gerencia		
RUT	Nombre	Cargo
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (1)	Gerente General
Extranjero	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (1)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Eugenio Belinchon (2) (3)	Gerente de Auditoría Interna
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto (3)	Fiscal y Secretario del Directorio
Extranjero	Simone Tripepi (4)	Gerente de Enel X South America

(1) Con fecha 1 de julio de 2023, el señor Aurelio Bustilho de Oliveira asumió como Gerente General en carácter interno, cargo que desempeñó en esta condición hasta el 28 de septiembre de 2023, fecha en que asumió dicho cargo con carácter definitivo. El Sr. Bustilho continúa desempeñando el cargo de Gerente de Administración Finanzas y Control, en carácter interino. Con fecha 28 de junio de 2023, el señor Mauricio Bezeccheri presentó su renuncia a la Compañía, permaneciendo en el cargo hasta el 30 de junio de 2023.

(2) Con fecha 1 de febrero de 2022, el Sr. Eugenio Belinchon Gueto asumió como Gerente de Auditoría Interna en reemplazo del Sr. Raffaele Cutrignelli.

(3) Los señores Eugenio Belinchon Gueto y Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enel Américas, son remunerados por otras sociedades del grupo Enel, pero los servicios son prestados a la sociedad en virtud de contratos Intercompañías.

(4) El Sr. Simone Tripepi dejó de desempeñar su cargo a contar del día 1 de febrero de 2023.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Américas tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos, los cuales consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Adicionalmente, Enel Américas otorga a ciertos ejecutivos, ciertos beneficios de largo plazo. Estos beneficios están sujetos al cumplimiento de determinados objetivos de mediano plazo y se cancelan, si procede, cuando éstos son verificados, con independencia de si el ejecutivo ha cesado o no su relación contractual con la Compañía y en la proporción que corresponde al tiempo que prestaron servicios a la misma.

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

miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2023	2022	2021
Remuneración	2.222	3.659	3.869
Beneficios a corto plazo para los empleados	9	133	88
Otros beneficios a largo plazo	1.026	32	7
Total	3.257	3.824	3.964

b) 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.

11.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

11.5 Programa de Unidades de Acciones Restringidas

Durante el ejercicio 2022 bajo un programa establecido de Unidades de Acciones Restringidas ("UARs"), mediante el cual cierto personal clave de Enel Américas recibió por primera y única vez acciones emitidas por Enel SpA.. Cabe destacar que dichas acciones no se recibieron bajo una modalidad de opción, sino que fueron automáticamente asignadas en una fecha preestablecida al verificarse ciertas condiciones de otorgamiento al cumplimiento de desempeño. El costo del programa UARs es objeto del Recharge Agreement, por lo que dicho costo ha sido soportado por Enel Américas. Este acuerdo establece que toda la retribución fija y variable de determinados directivos expatriados (ya sea en efectivo o en especie) es abonada por la empresa a la que presta servicios el directivo expatriado. El costo de este programa ascendió a MUS\$40, importe que se incluye en el gasto por remuneraciones durante el tercer trimestre de 2022.

12. Inventarios

La composición de los inventarios al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Suministros para la producción	24.541	32.595
Petróleo	510	14.759
Carbón	24.031	17.836
Repuestos	21.084	38.674
Materiales eléctricos	452.265	476.178
Total	497.890	547.447

No existen inventarios como garantía de cumplimiento de deudas.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a MUS\$ 73.892, MUS\$ 70.459 y MUS\$54.082, respectivamente. Para un mayor detalle por tipo de combustible ver Nota 29.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, no se ha reconocido pérdidas por deterioro en los inventarios.

13. Activos y pasivos por impuestos

- a) La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Activos por impuestos	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Pagos anticipados de Impuesto a la Renta	128.797	98.983
Otros	14.189	23.095
Total	142.986	122.078

- b) La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
Pasivos por Impuestos	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Impuesto a la renta	139.940	295.063
Total	139.940	295.063

14. Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación

14.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación, se presenta un detalle de las inversiones del Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2023	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2023
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33.33%	1.251	-	(321)	(116)	(886)	-	(460)	532	-
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50.00%	121	-	(3)	-	(91)	-	(9)	61	79
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A. (*)	Asociada	Argentina	Peso argentino	33.20%	944	-	(39)	(390)	(737)	-	189	437	404
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20.00%	51	-	(37)	-	24	-	681	-	719
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C. (**)	Asociada	Perú	Sol peruano	20.00%	63	-	(210)	-	-	-	147	-	-
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49.00%	3.008	-	(1.048)	-	636	-	-	-	2.596
Extranjera	Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20.00%	-	579	157	-	85	-	-	-	821
Extranjera	Enel X Way Colombia S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	40.00%	-	1.273	8	-	149	-	-	-	1.430
Extranjera	Colombia ZE S.A.S.	Asociada	Colombia	Peso colombiano	20.00%	-	8.542	1.065	-	1.307	(388)	-	-	10.526
Total						5.438	10.394	(428)	(506)	487	(388)	548	1.030	16.575

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	al 01.01.2022	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Economía Hiperinflacionaria Argentina	al 31.12.2022
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	33.33%	1.076	-	17	(128)	(398)	-	-	684	1.251
Extranjera	Sacme S.A.	Negocio conjunto	Argentina	Peso argentino	50.00%	135	-	5	-	(57)	-	(31)	69	121
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40.90%	1.158	-	489	(1.468)	(487)	-	645	607	944
Extranjera	Enel X Way Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	20.00%	-	118	(65)	-	(2)	-	-	-	51
Extranjera	Enel X Way Perú S.A.C.	Asociada	Perú	Sol peruano	20.00%	-	83	(20)	-	-	-	-	-	63
Extranjera	Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	Asociada	Colombia	Peso colombiano	49.00%	-	3.691	(257)	-	(426)	-	-	-	3.008
Total						2.369	3.892	169	(1.596)	(1.370)	-	614	1.360	5.438

(*) Ver notas 2.5 (vii) y 6.5.

(**) Ver nota 6.1.

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2023 y 2022 de los estados financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado Integral
Yacylec S.A.	33,33%	2.327	1.331	3.046	(768)	2.325	(3.288)	(963)	(2.659)	(3.622)
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	13.969	569	10.945	-	6.904	(7.087)	(183)	113	(70)
Enel X Way Perú S.A.C. (*)	20,00%	2.731	272	3.743	-	942	(1.993)	(1.051)	(2)	(1.053)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49,00%	1.144	4.159	6	-	387	(2.526)	(2.139)	1.298	(841)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	20,00%	4.727	1.098	1.719	-	11.745	(10.959)	786	425	1.211
Enel X Way Colombia S.A.S.	40,00%	1.717	1.870	12	-	53	(33)	20	373	393
Colombia ZE S.A.S.	20,00%	175.515	51.812	168.441	6.258	10.131	(4.805)	5.326	4.595	9.921

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingresos ordinarios	Gastos ordinarios	Ganacia (Pérdida)	Otro resultado integral	Resultado Integral
Yacylec S.A.	33,33%	3.863	1.887	1.545	453	2.241	(2.190)	51	(1.196)	(1.145)
Enel X Way Brasil S.A.	20,00%	597	169	510	-	-	(327)	(327)	-	(327)
Enel X Way Perú S.A.C.	20,00%	614	266	566	-	239	(338)	(99)	-	(99)
Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento	49,00%	4.718	1.682	261	-	294	(819)	(525)	-	(525)

(*) Ver Nota 6.1.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. Activos intangibles distintos de la plusvalía

A continuación, se presentan los saldos de los activos intangibles distintos de la plusvalía al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Bruto	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Activos Intangibles, Bruto	8.564.828	7.710.188
Servidumbre y Derechos de Agua	56.121	46.198
Concesiones	7.466.278	6.588.886
Costos de Desarrollo	18.989	18.983
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	154.358	148.619
Programas Informáticos	640.905	702.257
Otros Activos Intangibles Identificables	94.083	90.853
Costos de Contratos	134.094	114.392

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Amortización y Deterioro	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(4.696.001)	(4.087.068)
Servidumbre y Derechos de Agua	(21.369)	(15.931)
Concesiones	(4.364.523)	(3.800.591)
Costos de Desarrollo	(9.810)	(7.857)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(33.791)	(27.390)
Programas Informáticos	(191.087)	(181.238)
Otros Activos Intangibles Identificables	(65.917)	(52.384)
Costos de Contratos	(19.504)	(1.677)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Activos Intangibles, Neto	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Activos Intangibles, Netos	3.868.827	3.623.120
Servidumbre y Derechos de Agua	34.752	30.267
Concesiones Neto (1)	3.101.755	2.788.295
Costos de Desarrollo	9.179	11.126
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	120.567	121.229
Programas Informáticos	449.818	521.019
Otros Activos Intangibles Identificables	38.166	38.469
Costos de Contratos	114.590	112.715

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Enel Distribución Río S.A. (*)	485.246	482.964
Enel Distribución Ceará S.A. (*)	502.010	466.508
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (*)	1.995.290	1.709.718
EGP Cachoeira Dourada S.A.	43.263	46.531
Sociedades EGP en Brasil	6.454	6.448
PH Chucás S.A. (*)	41.800	47.193
Enel Fortuna S.A.	26.537	27.624
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	2	2
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	-	114
Enel Green Power Volta Grande	1.153	1.193
TOTAL	3.101.755	2.788.295

(*) Estos acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.d.1).

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023 y 2022, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial el 01.01.2023	11.126	30.267	2.788.295	121.229	521.019	38.469	112.715	3.623.120
Movimientos en activos Intangibles Identificables								
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	662.099	14	38.077	-	-	700.190
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	2.910	6.231	237.869	10.052	(20.762)	1.832	450	238.582
Amortización	(130)	(1.585)	(461.145)	(4.857)	(41.162)	(2.704)	(12.411)	(523.994)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	41.074	(3)	1.928	157	(55.489)	1.265	11.068	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	41.074	(3)	1.928	157	(55.489)	1.265	11.068	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(158)	(19.498)	-	-	-	-	(19.656)
Retiros de servicio	-	(158)	(19.498)	-	-	-	-	(19.656)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	(3.761)	-	(1.41)	(6.028)	(86.425)	(630)	-	(96.985)
Hiperinflación Argentina	-	-	6	-	46.569	-	-	46.575
Otros incrementos (disminuciones)	(42.040)	-	(107.658)	-	47.991	(66)	2.768	(99.005)
Total movimientos en activos Intangibles Identificables	(1.947)	4.485	313.460	(662)	(71.201)	(303)	1.875	245.707
Saldo final el 31.12.2023	9.179	34.752	3.101.755	120.567	449.818	38.166	114.590	3.868.827

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Costos de Contratos	Activos Intangibles, Neto
Saldo Inicial el 01.01.2022	12.750	25.886	4.121.136	126.532	429.848	40.118	-	4.756.270
Movimientos en activos Intangibles Identificables								
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	-	237.575	-	156.996	-	99.827	494.398
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(1.353)	(4.280)	181.184	5.980	(50.530)	1.670	16	132.687
Amortización	(134)	(1.595)	(435.828)	(6.118)	(47.565)	(4.807)	(1.677)	(487.724)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(1.371)	-	(1.100)	-	-	(2.471)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	242	824	-	184	(4.686)	1.826	1.590	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	242	824	-	184	(4.686)	1.826	1.590	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	(15.612)	-	-	-	(12)	(15.624)
Retiros de servicio	-	-	(15.612)	-	-	-	(12)	(15.624)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	-	-	(1.657.769)	-	(13.983)	(3.156)	(645)	(1.675.553)
Hiperinflación Argentina	-	-	268	-	46.542	1.377	-	48.187
Otros incrementos (disminuciones)	(379)	9.432	358.712	(5.349)	5.477	1.441	13.616	382.950
Total movimientos en activos Intangibles Identificables	(1.624)	4.381	(1.332.841)	(5.303)	91.171	(1.649)	112.715	(1.133.150)
Saldo final el 31.12.2022	11.126	30.267	2.788.295	121.229	521.019	38.469	112.715	3.623.120

Al 31 de diciembre de 2023, las principales adiciones a activos intangibles por concesiones por MUS\$ 662.099 (MUS\$ 237.575 al 31 de diciembre de 2022) provienen principalmente de Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., por inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo con lo establecido en CINIIF 12 (Ver Nota 3.d.1).

Las adiciones de activos intangibles por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022 fueron de MUS\$ 700.190 y MUS\$ 494.398, respectivamente.

La amortización de activos intangibles se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 2.063, MUS\$ 1.336 y MUS\$ 5.475, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 1,75%, 3,92% y 3,90% al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones por un monto de MUS\$ 72.338, MUS\$ 114.581 y MUS\$ 103.072, respectivamente.

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 2023 y 2022. (Ver Nota 3.e).

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Costos para obtener un contrato: corresponde fundamentalmente a costos relacionados con (i) la cesión de los contratos de suministro de energía (PPA) a favor de Enel Fortuna S.A., por parte de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, de 224 MW; y (ii) Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá, S.R.L) PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW.

16. Plusvalía

A continuación, se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Saldo Final	Diferencia de Conversión de Moneda Extranjera	Hiperinflación Argentina	Deterioro	Traspaso a Mantenido para la venta (*)	Saldo Final
		el 01.01.2022				al 31.12.2022					al 31.12.2023
Enel Distribución Río S.A. (1)	Enel Distribución Río S.A.	152.652	8.392	-	-	161.044	13.995	-	-	-	175.039
Enel Colombia SAS EDP (2)	Codensa S.A.	10.646	(1.710)	-	-	8.936	2.249	-	-	-	11.185
Enel Generación El Chocón S.A. (3)	Enel Generación El Chocón S.A.	20.442	(5.132)	8.066	(17.801)	5.575	(1.728)	2.044	(5.891)	-	-
Enel Distribución Perú S.A. (4)	Enel Distribución Perú	57.824	2.746	-	-	60.570	1.814	-	-	(62.384)	-
EGP Cachoeira Dourada S.A. (5)	EGP Cachoeira Dourada S.A.	55.974	3.077	-	-	59.051	5.131	-	-	-	64.182
Enel Generación Perú S.A. (6)	Enel Generación Perú	108.837	5.169	-	-	114.006	3.414	-	-	(117.420)	-
Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.) (7)	Enel Colombia SAS EDP (ex Emgesa S.A. E.S.P.)	4.709	(756)	-	-	3.953	995	-	-	-	4.948
Enel Perú S.A.	Enel Distribución Perú	17	1	-	-	18	1	-	-	(19)	-
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	711	39	-	-	750	65	-	-	-	815
Enel Distribución Ceará S.A. (8)	Enel Distribución Ceará S.A.	76.840	4.225	-	-	81.065	7.044	-	-	-	88.109
Enel Distribución Sao Paulo S.A. (9)	Enel Distribución Sao Paulo	383.953	21.107	-	-	405.060	35.200	-	-	-	440.260
Enel Brasil S.A. (10) (11)	Enel Brasil S.A.	437.692	24.062	-	-	461.754	40.132	-	-	-	501.886
Enel Green Power Argentina S.A. (10)	Enel Green Power Argentina S.A.	2.015	(846)	-	-	1.169	(913)	-	-	(256)	-
Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.) (10)	Enel Colombia SAS EDP (ex Enel Green Power Colombia SAS E.S.P.)	50.712	(8.146)	-	-	42.566	10.712	-	-	-	53.278
Enel Green Power Peru S.A. (10)	Enel Green Power Peru S.A.	76.306	-	-	-	76.306	(2.037)	-	-	(74.269)	-
Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.) (10)	Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.)	2.094	-	-	-	2.094	-	-	-	-	2.094
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.) (10)	Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	24.964	-	-	-	24.964	-	-	-	-	24.964
Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A. (10)	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A.	2.679	127	-	-	2.806	84	-	-	(2.890)	-
Jaguito Solar 10MW S.A. (10)	Jaguito Solar 10MW S.A.	386	-	-	-	386	-	-	-	-	386
Progreso Solar 20MW S.A. (10)	Progreso Solar 20MW S.A.	772	-	-	-	772	-	-	-	-	772
Total		1.470.225	52.355	8.066	(17.801)	1.512.845	116.158	2.044	(5.891)	(257.238)	1.367.918

(*) Ver nota 6.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, 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 2023 (Ver Nota 3.e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.)

Con fecha 20 de noviembre de 1996, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (anteriormente llamada Chilectra), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (actualmente Enel Distribución Río S.A.) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño. Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. compraron el 18,5%, alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Enel Colombia S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A. (antes conocida como Endesa Chile) adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad colombiana Codensa S.A. ESP, empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

Con fecha 1 de marzo de 2022, se completó la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A. ESP (Sociedad Absorbente), Codensa S.A. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA (Sociedades Absorbidas). La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP, sociedad sobre la cual Enel Américas posee una participación del 57,345% como resultado de esta operación.

3.- Enel Generación El Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, la antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón (actualmente Enel Generación El Chocón) en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino. El día 11 de agosto de 2023 venció la concesión que Hidroeléctrica el Chocón tenía sobre el complejo Chocón (ver nota 3.a), por lo que el Grupo deterioró el saldo de Plusvalía asociado a dicha compañía (ver nota 31.b).

4.- Enel Distribución Perú S.A.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Edelnor S.A. (actualmente Enel Distribución Perú S.A.A.).

5.- EGP Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 5 de septiembre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A se adjudicó el 79% de Cachoeira Dourada S.A. (actualmente EGP Cachoeira Dourada S.A.) en el estado de Goiás, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

6.- Enel Generación Perú S.A.A (ex Edegel S.A.A.)

Con fecha 9 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra antigua subsidiaria Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) adquirió un 29,40% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.A. (actualmente Enel Generación Perú S.A.A.).

7.- Enel Colombia S.A. E.S.P (ex Emgesa S.A. E.S.P.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, nuestra antigua subsidiaria Enel Generación Chile S.A adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

8.- Enel Distribución Ceará S.A.

Entre los años 1998 y 1999, Enel Américas S.A. y su antigua subsidiaria Enel Distribución Chile S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (actualmente Enel Distribución Ceará S.A.) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

9.- Enel Distribución Sao Paulo S.A.

Con fecha 7 de junio de 2018, nuestra subsidiaria Enel Brasil adquirió un 73,38% de participación accionaria en Eletropaulo Metropolitana de Electricidade de Sao Paulo S.A. (actualmente Enel Distribución Sao Paulo S.A.). Posteriormente, entre los días 22 de junio y 4 de julio de 2018 se perfeccionaron incrementos de participación adicionales, representando un aumento desde el 73,38% hasta el 95,05%.

10.- EGP Centro y Sudamérica

Plusvalías reconocidas como parte de la fusión de Enel Américas con EGP Américas, perfeccionada con fecha 1 de abril de 2021 (ver Nota 5). Estas plusvalías están asignadas a las siguientes sociedades: Enel Green Power Brasil Participacoes Ltda., Enel Green Power Argentina S.A., Enel Green Power Colombia SAS Esp, Enel Green Power Perú S.A., Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A., Enel Renovable S.R.L. (ex Enel Solar S.R.L.), Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.), Jaguito Solar 10MW, S.A. y Progreso Solar 20MW, S.A., las cuales surgieron por diversas combinaciones de negocios realizadas por Enel Green Power SpA en el pasado.

11.- Enel Brasil S.A.

Con fecha 4 de noviembre de 2021, Enel Green Power Brasil Participações Ltda. fue fusionada con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

17. Propiedades, planta y equipo

A continuación, se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	18.507.995	20.636.307
Construcción en Curso	2.165.859	3.048.930
Terrenos	132.831	126.809
Edificios	1.608.402	1.377.612
Planta y Equipo de Generación	8.356.220	8.308.019
Infraestructura de Red	5.856.772	7.283.165
Instalaciones Fijas y Accesorios	387.911	491.772

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(6.696.826)	(6.954.117)
Edificios	(220.385)	(287.531)
Planta y Equipo de Generación	(2.459.875)	(2.929.422)
Infraestructura de Red	(2.790.009)	(3.435.973)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(226.557)	(301.191)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	12.811.169	13.682.190
Construcción en Curso	2.165.859	3.048.930
Terrenos	132.831	126.809
Edificios	1.388.017	1.090.081
Planta y Equipo de Generación	5.896.345	5.378.597
Infraestructura de Red	3.066.763	3.847.192
Instalaciones Fijas y Accesorios	161.354	190.581

La composición y movimientos del rubro propiedades, planta y equipo durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, han sido los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Plantas y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01.01.2023	3.048.930	126.809	1.090.081	5.378.597	3.847.192	190.581	13.682.190
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.804.828	53	10.222	90	60.121	22.392	1.897.706
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(139.081)	20.973	87.958	595.464	(845.293)	(11.413)	(291.392)
Depreciación	-	-	(35.420)	(214.223)	(162.955)	(29.976)	(442.574)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (1)	(182.552)	-	-	32.821	-	-	(149.731)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.962.264)	14.742	407.626	1.067.988	402.355	69.553	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.962.264)	14.742	407.626	1.067.988	402.355	69.553	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(199)	(1)	(2.487)	(5.290)	(28.362)	(36.339)
Retiros	-	(199)	(1)	(2.487)	(5.290)	(28.362)	(36.339)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (Ver Nota 6)	(532.057)	(31.481)	(194.186)	(963.827)	(1.073.814)	(83.962)	(2.879.327)
Hiperinflación Argentina	128.345	1.934	15.880	4.264	796.205	26.700	973.328
Otros incrementos (disminución)	(290)	-	5.857	(2.342)	48.242	5.841	57.308
Total movimientos	(883.071)	6.022	297.936	517.748	(780.429)	(29.227)	(871.021)
Saldo final al 31.12.2023	2.165.859	132.831	1.388.017	5.896.345	3.066.763	161.354	12.811.169

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipo de Generación, Neto	Infraestructura de Red, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 01.01.2022	2.920.093	153.913	883.809	5.378.982	3.391.075	269.656	12.997.528
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.951.150	-	1.973	198	85.553	15.715	2.054.589
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(386.422)	(23.142)	(197)	(311.393)	(578.439)	(25.546)	(1.325.139)
Depreciación	-	-	(40.577)	(283.074)	(219.827)	(39.557)	(583.035)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (1)	(3.163)	-	-	(68.725)	-	-	(71.888)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.355.764)	3.323	235.537	763.185	331.276	22.443	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.355.764)	3.323	235.537	763.185	331.276	22.443	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	(7)	(8.857)	(4.014)	(15.587)	(6.908)	(35.373)
Disposiciones	-	(7)	-	-	(5)	(1)	(13)
Retiros	-	-	(8.857)	(4.014)	(15.582)	(6.907)	(35.360)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(128.522)	(17.441)	(29.454)	(230.806)	(52.759)	(90.677)	(549.659)
Hiperinflación Argentina	233.192	10.149	31.129	143.263	736.790	37.867	1.192.390
Otros incrementos (disminución)	(181.634)	14	16.718	(9.019)	169.110	7.588	2.777
Total movimientos	128.837	(27.104)	206.272	(385)	456.117	(79.075)	684.662
Saldo final al 31.12.2022	3.048.930	126.809	1.090.081	5.378.597	3.847.192	190.581	13.682.190

(1) Ver literal iv) y v) en sección c) otras informaciones, contenida en esta misma Nota.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo corresponden a inversiones en plantas en funcionamiento, redes de distribución y en nuevos proyectos por MUS\$ 1.897.706 y MUS\$ 2.054.589 por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente.

En el negocio de Generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado, hidroeléctricas y energía renovables no convencionales en la subsidiaria Enel Colombia que implicaron adiciones durante el ejercicio 2023 por MUS\$ 350.100 (MUS\$ 548.626 al 31 de diciembre de 2022, que además incluía a Enel Generación Costanera S.A.), así como también las inversiones en centrales de energía renovables no convencionales, principalmente en Brasil y Panamá, por MUS\$ 1.090.100 (MUS\$ 1.166.648 al 31 de diciembre de 2022). En el negocio de Distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones de redes y adecuación de instalaciones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por MUS\$ 457.506 al 31 de diciembre de 2023 (MUS\$ 339.315 al 31 de diciembre de 2022). Adicionalmente, se incluyen las inversiones efectuadas por las compañías de Generación y Distribución en Perú, por MUS\$ 171.070 y MUS\$ 147.020, respectivamente, sociedades que han sido calificadas como mantenidas para la venta (ver nota 6).

La depreciación de propiedad, planta y equipo se presenta neta de impuestos PIS y COFINS en las subsidiarias brasileñas.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 54.070, MUS\$ 48.009 y MUS\$ 10.991, respectivamente (Ver Nota 34). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 6,73%, 2,90% y 3,29% al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, respectivamente.

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 ascendió a MUS\$ 91.156, MUS\$ 126.667 y MUS\$ 107.480, respectivamente.

c) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2023, compromisos de adquisición de bienes de propiedades, planta y equipo por MUS\$ 1.613.702 (MUS\$ 1.033.216 al 31 de diciembre de 2022) (Incluye compromisos de adquisición de intangibles de nuestras subsidiarias de distribución de Brasil).

ii) Al 31 de diciembre de 2023, el monto de propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos es de MUS\$ 0 (MUS\$ 60.438 al 31 de diciembre de 2022) (Ver Nota 36.1).

iii) La Sociedad y sus subsidiarias extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (MUS\$ 1.104.650), 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 MM€400 (MUS\$ 441.860). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) La Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., propiedad de nuestra subsidiaria Enel Colombia, finalizaría su operación comercial a partir de noviembre de 2023. Producto de lo anterior, al 31 de diciembre de 2022 el valor en libros de Propiedades, planta y equipo excedía su valor recuperable, por lo cual se registró una pérdida de deterioro por MCOP 283.266.920 (equivalentes a MUS\$66.686 al tipo de cambio al 31 de diciembre de 2022). El 12 de julio de 2023 se suscribió un contrato de compraventa con SMN Termocartagena S.A.S para su venta, por lo que Enel Colombia procedió a revertir parcialmente el deterioro registrado en diciembre 2022 por MUS\$ 32.821 (ver nota 31.b). Con fecha 1 de diciembre de 2023, nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. vendió su participación en la compañía Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (ver nota 2.4.1 xv).

v) Con fecha 24 de mayo de 2023, la junta directiva de nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P. aprobó suspender la ejecución del proyecto eólico Windpeshi ubicado en el departamento de La Guajira en Colombia e iniciar su proceso de venta (ver nota 6.2). Producto de lo anterior, al 31 de diciembre de 2023 se registró una pérdida de deterioro por MCOP 789.089.518 equivalentes a MUS\$ 182.496 (ver nota 31.b).

18. Activos por derecho de uso

a) Activos por derecho de uso

El detalle de los activos por derecho de uso al 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponden a los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2023	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2023	84.499	93.202	168.238	345.939
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	3.667	11.326	7.133	22.126
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	10.106	8.851	4.956	23.913
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver nota 6)	-	(36.282)	(129.959)	(166.241)
Depreciación	(3.908)	(11.668)	(20.001)	(35.577)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	638	(638)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	638	(638)	-
Hiperinflación Argentina	-	(46)	-	(46)
Otros incrementos (disminución)	(1.982)	(432)	(2.028)	(4.442)
Total movimientos	7.883	(27.613)	(140.537)	(160.267)
Saldo final al 31.12.2023	92.382	65.589	27.701	185.672

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos Período 2022	Terrenos	Edificios, Neto	Otras Planta y Equipo, Neto	Activos por derechos de Uso, Neto
Saldo inicial al 01.01.2022	90.244	80.705	157.004	327.953
Nuevos contratos de activos por derecho de uso	15.991	19.281	40.979	76.251
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(2.074)	28.367	7.650	33.943
Modificación y término anticipado de contratos	(1.454)	(10.742)	(13.628)	(25.824)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (ver nota 6)	(10.399)	-	-	(10.399)
Depreciación	(5.031)	(15.639)	(32.279)	(52.949)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(229)	(7.767)	7.996	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(229)	(7.767)	7.996	-
Hiperinflación Argentina	-	27	-	27
Otros incrementos (disminución)	(2.549)	(1.030)	516	(3.063)
Total movimientos	(5.745)	12.497	11.234	17.986
Saldo final al 31.12.2022	84.499	93.202	168.238	345.939

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 los principales activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento corresponden principalmente a contratos relacionados con edificios corporativos de subsidiarias, oficinas y flota de vehículos.

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Hasta un año	34.658	8.515	26.143	50.461	15.556	34.905
Más de un año y no más de dos años	25.129	8.266	16.863	37.025	16.362	20.663
Más de dos años y no más de tres años	25.992	6.002	19.990	32.110	14.177	17.933
Más de tres años y no más de cuatro años	15.031	4.512	10.519	30.474	12.497	17.977
Más de cuatro años y no más de cinco años	13.139	3.632	9.507	20.927	11.162	9.765
Más de cinco años	120.324	7.341	112.983	126.571	16.223	110.348
Total	234.273	38.268	196.005	297.568	85.977	211.591

b) Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

El estado de resultados consolidados por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 incluyen gastos de MUS\$ 625, MUS\$ 3.454 y MUS\$ 10.907 respectivamente, correspondientes a pagos por arrendamientos de corto plazo por un monto de MUS\$ 625 en 2023, MUS\$ 3.454 en 2022 y MUS\$ 1.332 en 2021, arrendamientos de activos subyacentes de bajo valor de MUS\$ 0 en 2023, MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 43 en 2021 y arrendamientos variables de MUS\$ 0 en 2023, MUS\$ 0 en 2022 y MUS\$ 9.532 en 2021, que se exceptúan de la aplicación de NIIF 16 (ver Nota 3.f).

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Hasta un año	593	261
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	593	261

19. Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

a) Impuesto a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a las ganancias, correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

(Gasto) / Ingreso por Impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(590.823)	(676.639)	(556.940)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	-	323	11.381
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	8.688	12.707	7.201
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-	(1.913)
(Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (relacionado con coberturas de flujos de efectivo)	(17.139)	13.584	6.100
Total (Gasto) / Ingreso por impuesto corriente	(599.274)	(650.025)	(534.171)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(73.627)	(41.685)	(28.887)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-	(117.643)
Total (Gasto) / Ingreso por impuestos Diferidos	(73.627)	(41.685)	(146.530)
Gasto por impuestos a las ganancias	(672.901)	(691.710)	(680.701)

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto a las ganancias que resultaría de aplicar la tasa impositiva general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados integrales consolidados correspondiente a los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	2023	Tasa	2022 (Reexpresado)	Tasa	2021 (Reexpresado)
Resultado Contable Antes De Impuestos		1.450.462		655.261		1.578.345
Total de (gasto) / Ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(27,00%)	(391.623)	(27,00%)	(176.920)	(27,00%)	(426.151)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(11,14%)	(161.558)	(16,67%)	(109.218)	(4,54%)	(71.592)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	7,50%	108.826	18,90%	123.850	4,96%	78.333
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(16,36%)	(237.234)	(82,73%)	(542.129)	(9,56%)	(150.849)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	-	-	-	-	(7,45%)	(117.643)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	0,60%	8.688	1,94%	12.707	0,46%	7.201
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicable	(19,40%)	(281.278)	(78,56%)	(514.790)	(16,13%)	(254.550)
(Gasto) / Ingreso por impuestos a las ganancias	(46,40%)	(672.901)	(105,56%)	(691.710)	(43,13%)	(680.701)

Las principales diferencias temporarias se encuentran detalladas a continuación:

b) Impuestos diferidos

La siguiente tabla muestra los saldos de los activos y pasivos por impuestos diferidos presentados en el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Activos/(Pasivos) por Impuestos Diferidos	al 31.12.2023		al 31.12.2022	
	Activos	Pasivos	Activos	Pasivos
Depreciaciones	7.122	(342.898)	13.274	(843.377)
Amortizaciones	2.794	(29.418)	3.503	(27.066)
Obligaciones por beneficios post-empleo	536.173	(173)	441.819	(173)
Revaluaciones de instrumentos financieros	112.434	(71.649)	116.087	(56.492)
Pérdidas Fiscales	258.457	-	228.197	-
Provisiones	716.843	(689.302)	687.047	(542.762)
Provisión Contingencias Civiles	64.287	-	57.620	-
Provisión Contingencias Trabajadores	51.471	-	46.818	-
Provisión Cuentas Incobrables	304.184	-	282.767	-
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	14.743	-	15.322	-
Activos Financieros CINIIF 12	-	(440.369)	-	(339.262)
Otras Provisiones	282.158	(248.933)	284.520	(203.500)
Otros Impuestos Diferidos	291.815	(488.689)	314.349	(500.235)
Ajuste por Inflación - Argentina	-	(226.773)	-	(223.746)
Otros Impuestos Diferidos	291.815	(261.917)	314.349	(276.489)
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos antes de compensación	1.925.638	(1.622.129)	1.804.276	(1.970.105)
Compensación de activos/(pasivos) por impuestos diferidos	(1.021.611)	1.021.611	(940.053)	940.053
Activos/(Pasivos) por impuestos diferidos después de compensación	904.027	(600.518)	864.223	(1.030.052)

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2023	Movimientos					Saldo neto al 31.12.2023
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera	Otros incrementos (decrementos)	
Depreciaciones	(830.103)	(26.622)	-	340.516	515.480	(335.047)	(335.776)
Amortizaciones	(23.563)	(986)	-	-	(2.075)	-	(26.624)
Obligaciones por beneficios post-empleo	441.646	(11.949)	65.372	-	37.824	3.107	536.000
Revaluaciones de instrumentos financieros	59.595	(12.797)	84	(12.018)	8.411	(2.490)	40.785
Pérdidas Fiscales	228.197	36.827	-	(28.291)	20.889	835	258.457
Provisiones	144.285	(77.961)	-	(18.203)	(24.024)	3.444	27.541
Provisión Contingencias Civiles	57.620	5.274	-	(1.104)	2.457	40	64.287
Provisión Contingencias Trabajadores	46.818	3.665	-	(388)	1.378	(2)	51.471
Provisión Cuentas Incobrables	282.767	7.969	-	(2.414)	7.203	8.659	304.184
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	15.322	1.593	-	(2.246)	49	25	14.743
Activos Financieros CINIIF 12	(339.262)	(69.630)	-	-	(24.047)	(7.430)	(440.369)
Otras Provisiones	81.020	(26.832)	-	(12.051)	(11.064)	2.152	33.225
Otros Impuestos Diferidos	(185.886)	19.861	1.236	74	(117.151)	84.992	(196.874)
Ajuste por inflación - Argentina	(223.746)	(27.911)	-	91	20.462	4.331	(226.773)
Otros Impuestos Diferidos	37.860	47.772	1.236	(17)	(137.613)	80.661	29.899
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	(165.829)	(73.627)	66.692	282.078	439.354	(245.159)	303.509

(*) Ver nota 6

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Movimientos en Impuestos diferidos de Activos (Pasivos)	Saldo neto al 01.01.2022	Movimientos				Otros incrementos (decrementos)	Saldo neto al 31.12.2022
		Reconocidos en ganancias o pérdidas	Reconocidos en resultados integrales	Transferencias a grupos de activos clasificados como mantenidos para la venta (*)	Diferencia de conversión de moneda extranjera		
Depreciaciones	(640.520)	(123.872)	-	(17.081)	223.917	(272.547)	(830.103)
Amortizaciones	(22.961)	(116)	-	-	(486)	-	(23.563)
Obligaciones por beneficios post-empleo	445.790	(22.399)	3.207	(3.667)	22.013	(3.298)	441.646
Revaluaciones de instrumentos financieros	2.950	45.678	8.839	289	2.673	(834)	59.595
Pérdidas Fiscales	401.677	13.785	-	(205.546)	17.968	313	228.197
Provisiones	341.359	(120.507)	-	(49.156)	(6.048)	(21.363)	144.285
Provisión Contingencias Civiles	51.734	7.523	-	(3.376)	1.822	(83)	57.620
Provisión Contingencias Trabajadores	56.349	5.676	-	(17.700)	2.534	(41)	46.818
Provisión Cuentas Incobrables	284.991	39.405	-	(47.113)	6.959	(1.475)	282.767
Provisión Cuentas de Recursos Humanos	19.674	(276)	-	(122)	661	(4.615)	15.322
Activos Financieros CINIF 12	(273.855)	(54.272)	-	-	(11.135)	-	(339.262)
Otras Provisiones	202.466	(118.563)	-	19.155	(6.889)	(15.149)	81.020
Otros Impuestos Diferidos	(415.327)	162.391	12	9.404	(64.580)	122.214	(185.886)
Amortización PPA - (Enel Distribución Goias)	(67.579)	3.118	-	68.237	(3.776)	-	-
Ajuste por inflación - Argentina	(277.507)	17.834	-	33.663	(11.708)	13.972	(223.746)
Otros Impuestos Diferidos	(70.241)	141.439	12	(92.496)	(49.096)	108.242	37.860
Activos / (Pasivos) por Impuestos Diferidos	112.968	(45.040)	12.058	(265.757)	195.457	(175.515)	(165.829)

(*) ver nota 6

La recuperación de los saldos de activos por impuestos diferidos depende de la obtención de utilidades tributarias suficientes en el futuro. La Gerencia del Grupo considera que las proyecciones de utilidades futuras de las distintas sociedades del Grupo son suficientes para recuperar estos activos.

- c) Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de MUS\$ 81.698 (MUS\$ 60.516 al 31 de diciembre de 2022) (Ver Nota 3.p).

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando 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 temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2023 asciende a MUS\$ 1.849.937 (MUS\$ 3.063.941 al 31 de diciembre de 2022). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en subsidiarias para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2023, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a MUS\$ 5.780.471 (MUS\$ 7.988.396 al 31 diciembre de 2022).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de periodos tributarios anuales, los cuales, por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años.

El siguiente es un resumen de los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Argentina	2015 - 2023
Brasil	2019 - 2023
Chile	2020 - 2022
Colombia	2016 - 2022
Costa Rica	2019 - 2023
Guatemala	2019 - 2023
Panamá	2019 - 2023
Perú	2018 - 2023

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 los resultados futuros del Grupo.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	2023		2022 (Reexpresado)			2021 (Reexpresado)			
	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	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	(9.308)	-	(9.308)	(903)	12	(891)	(9)	-	(9)
Cobertura de Flujos de efectivo	(64.593)	18.122	(46.471)	(34.226)	(7.593)	(41.819)	20.775	(8.826)	11.949
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(389)	-	(389)	(346)	-	(346)	-	-	-
Diferencias de cambio por conversión	446.980	-	446.980	(409.980)	-	(409.980)	(1.193.451)	-	(1.193.451)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(194.239)	65.402	(128.837)	(16.747)	2.787	(13.960)	9.312	(3.023)	6.289
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	178.461	83.524	261.975	(462.202)	(4.794)	(466.998)	(1.163.373)	(11.849)	(1.175.222)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales	66.692	12.058	(5.137)
Impuestos Corrientes sobre movimientos de reservas por coberturas de flujos de efectivo (hedge de ingresos, derivados)	17.139	(13.584)	(6.100)
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	-	(420)	(272)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	(307)	(2.848)	(340)
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	83.524	(4.794)	(11.849)

- d) En Colombia, la Ley 2155 del 14 de septiembre de 2021, modificó la tasa del impuesto de renta a partir del año gravable 2022 modificando la tasa del 31% al 35%, la cual recae sobre las rentas gravables obtenidas durante cada año. El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se reviertan las diferencias (35% a partir del 2022), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficientes renta gravable.

Las subsidiarias colombianas producto de este incremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2021 las correspondientes variaciones de sus activos y pasivos por impuesto diferidos. El mayor gasto por impuestos diferidos reconocido en resultados al 31 de diciembre de 2021 fue de MUS\$ 12.668.

- e) En Argentina, el 16 de junio de 2021, el Poder Ejecutivo Nacional promulgó y público la Ley N° 27.630 de fecha 02 de junio de 2021, que en su parte medular modificó las alícuotas de impuestos a las ganancias que tributan las personas jurídicas en la República Argentina, introduciendo un sistema de alícuotas por escalas, con vigencia desde los ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2021, como sigue:

Desde AR\$	Hasta AR\$	Pagaran AR\$	Más el %	Sobre el excedente de AR\$
-	5.000.000	-	25%	-
5.000.001	50.000.000	1.250.000	30%	5.000.000
50.000.001	Sip tope	14.750.000	35%	50.000.000

Los montos previstos en esta escala se ajustarán anualmente a partir del 1° de enero de 2022, considerando la variación anual del IPC que suministre el INDEC, correspondiente al mes de octubre del año anterior al del ajuste, respecto del mismo mes del año anterior. Los montos así determinados resultarán de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a cada actualización.

Asimismo, por disposición de la Ley 27.630, la tasa aplicable a los dividendos sobre utilidades generadas en ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2018 quedó unificada en el 7%.

La Ley N° 27.430, con las modificaciones de la Ley de Emergencia Pública, estableció la obligatoriedad, a partir de los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2018, de deducir o de incorporar al resultado impositivo, el ajuste por inflación calculado en base al procedimiento descripto en la Ley del Impuesto a las Ganancias, solo en la medida en que se verifique que la variación en el IPC acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida supere el 100%.

Como consecuencia de las modificaciones introducidas por la citada Ley, al 30 de septiembre de 2021 el impuesto corriente fue medido aplicando las tasas progresivas sobre el resultado gravado determinado a dicha fecha, mientras que los saldos por impuesto diferido fueron medidos aplicando la tasa progresiva que se espera aplicar en base a la utilidad imponible estimada en el año de reversión de las diferencias temporarias.

Producto de este incremento en la tasa nominal en Argentina, nuestras filiales reconocieron al 31 de diciembre de 2021 un mayor gasto por impuestos por MUS\$ 106.888, de los cuales MUS\$ 104.975 correspondieron a impuestos diferidos y MUS\$ 1.913 a impuestos corrientes.

20. Otros pasivos financieros

El saldo de otros pasivos financieros al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Préstamos que devengan intereses	1.501.681	1.191.605	4.963.859	5.132.513
Instrumentos derivados de cobertura (*)	204.081	120.250	75.314	137.607
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	611	2.024	-	1.005
Total	1.706.373	1.313.879	5.039.173	5.271.125

(*) Ver Nota 23.2.a

(**) Ver Nota 23.2.b

a) Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos que devengan intereses al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

	Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Préstamos bancarios garantizados	158.336	122.363	816.141	1.064.753
Préstamos bancarios no garantizados	654.067	560.550	1.849.395	1.619.771
Obligaciones con el público no garantizadas	666.315	350.555	2.190.114	2.334.355
Obligaciones con el público garantizadas	22.038	157.310	108.209	113.634
Otros préstamos	925	827	-	-
Total	1.501.681	1.191.605	4.963.859	5.132.513

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Miles de dólares estadounidenses - MUS\$											
					al 31.12.2023					Total Corriente	al 31.12.2022					Total No Corriente
					Vencimiento		Vencimiento		Vencimiento							
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\$	0,38%	0,38%	Sin Garantía	11	-	11	-	-	-	-	-	-	-	-	
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	
Brasil	US\$	7,14%	7,02%	Con Garantía	11.205	90.516	101.721	80.932	22.089	22.089	22.089	106.218	-	253.417		
Brasil	BRL	8,04%	7,79%	Con Garantía	11.352	33.715	45.067	43.947	44.576	45.055	38.550	337.349	-	509.477		
Brasil	EUR	2,29%	2,28%	Con Garantía	-	11.548	11.548	9.233	7.096	7.096	7.096	22.726	-	53.247		
Brasil	US\$	3,55%	3,51%	Sin Garantía	73.657	171.723	245.380	205.182	116.032	15.327	15.327	134.167	-	486.035		
Brasil	BRL	8,16%	7,98%	Sin Garantía	30	59.181	59.211	9	9	9	9	10	-	46		
Colombia	COP	14,57%	13,66%	Sin Garantía	146.746	202.718	349.464	71.161	317.246	371.418	204.826	398.663	-	1.363.314		
Total					243.002	569.401	812.403	410.464	507.048	460.994	287.897	999.133	-	2.665.536		

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Miles de dólares estadounidenses - MUS\$											
					al 31.12.2023					Total Corriente	al 31.12.2022					Total No Corriente
					Vencimiento		Vencimiento		Vencimiento							
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\$	4,62%	4,62%	Sin Garantía	36	-	36	105.000	-	-	-	-	-	105.000		
Chile	CLP	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-		
Peru	US\$	2,51%	2,48%	Con Garantía	2.799	14.220	17.019	18.858	23.025	23.022	19.367	114.300	-	198.572		
Peru	US\$	3,38%	3,34%	Sin Garantía	97	251.443	251.540	28.048	-	-	-	-	-	28.048		
Peru	PEN	3,91%	3,88%	Sin Garantía	125	36.712	36.837	60.312	55.069	-	-	-	-	115.381		
Brasil	US\$	3,44%	3,35%	Con Garantía	43.062	11.186	54.248	93.667	81.245	22.899	22.899	126.323	-	347.033		
Brasil	BRL	8,23%	8,19%	Con Garantía	10.144	29.150	39.294	38.539	38.024	38.603	39.044	304.334	-	458.544		
Brasil	EUR	2,29%	2,28%	Con Garantía	-	10.920	10.920	10.920	8.868	6.816	6.816	27.184	-	60.604		
Brasil	US\$	2,88%	2,86%	Sin Garantía	83.238	39.660	122.898	236.976	201.079	110.278	9.882	88.144	-	646.359		
Brasil	BRL	10,06%	10,05%	Sin Garantía	9.087	13	9.100	54.945	18	18	18	37	-	55.036		
Colombia	COP	0,00%	0,00%	Con Garantía	279	603	882	-	-	-	-	-	-	-		
Colombia	COP	10,88%	10,42%	Sin Garantía	74.737	65.401	140.138	30.033	33.356	206.466	187.878	212.214	-	669.947		
Total					223.805	459.308	682.913	677.298	440.684	408.102	285.904	872.536	-	2.684.524		

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2023 asciende a MUS\$ 4.389.061 (MUS\$ 3.008.706 al 31 de diciembre de 2022). Los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

el 31.12.2023

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	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	Vencimiento			Vencimiento					Total No Corriente	
											Menes de 90 días	Més de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Més de Cinco Años		
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US\$	1.44%	1.43%	Al Vencimiento	Si	216	-	216	36.777	-	-	-	-	-	36.777
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1.44%	1.43%	Al Vencimiento	Si	107	-	107	22.066	-	-	-	-	-	22.066
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semirrido	Brasil	BRL	6.78%	6.77%	Mensual	Si	1.185	3.495	4.680	5.349	5.349	5.349	1.783	-	17.830	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	6.78%	6.77%	Mensual	Si	1.063	3.135	4.198	4.822	4.822	4.822	1.607	-	16.073	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	7.90%	7.55%	Mensual	No	2	7	9	9	9	9	9	10	46	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Coelce	Francia	US\$	2.21%	2.20%	Al Vencimiento	No	23.530	-	23.530	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce	Japón	US\$	2.20%	2.19%	Al Vencimiento	No	224	49.832	50.056	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce	E.E.U.U.	US\$	7.00%	6.53%	Al Vencimiento	No	1.097	-	1.097	54.815	-	-	-	-	-	54.815
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V	Canadá	US\$	5.67%	5.66%	Al Vencimiento	No	652	-	652	-	45.086	-	-	-	-	45.086
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI	Canadá	US\$	5.67%	5.66%	Al Vencimiento	No	147	-	147	24.286	128	-	-	-	-	24.414
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6.00%	6.00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Commitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US\$	0.38%	0.38%	Trimestral	No	11	-	11	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - 2º protocolo	Brasil	BRL	5.56%	5.55%	Mensual	Si	756	255	1.011	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 III - Eletropaulo	Francia	US\$	1.77%	1.76%	Al Vencimiento	No	44.098	-	44.098	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 III - Eletropaulo	Francia	US\$	2.04%	2.03%	Al Vencimiento	No	334	83.346	83.680	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.39%	2.38%	Al Vencimiento	No	111	-	111	39.302	-	-	-	-	-	39.302
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 IV - Eletropaulo	Francia	BRL	8.42%	8.41%	Al Vencimiento	No	28	59.174	59.202	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.70%	2.69%	Al Vencimiento	No	502	-	502	-	55.498	-	-	-	-	55.498
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Eletropaulo	Japón	US\$	2.14%	2.13%	Al Vencimiento	No	246	38.544	38.790	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV - Eletropaulo	Canadá	US\$	2.45%	2.44%	Al Vencimiento	No	560	-	560	76.813	-	-	-	-	-	76.813
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Musd	Luxemburgo	US\$	3.85%	3.84%	Al Vencimiento	No	322	-	322	1.993	1.993	1.993	1.993	16.525	24.497	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Musd	Luxemburgo	US\$	3.69%	3.68%	Al Vencimiento	No	1.237	-	1.237	7.973	7.967	7.967	7.967	65.054	96.921	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 14 Musd	Luxemburgo	US\$	4.80%	4.79%	Al Vencimiento	No	122	-	122	-	1.073	1.073	1.073	10.612	13.831	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 56 Musd	Luxemburgo	US\$	4.67%	4.66%	Al Vencimiento	No	475	-	475	-	4.293	4.293	4.293	41.975	54.854	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	14.43%	13.55%	Mensual	No	240	660	900	880	293	-	-	-	-	1.173
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	16.02%	14.95%	Al Vencimiento	No	105.482	-	105.482	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	14.12%	13.28%	Semestral	No	10.233	8.604	18.837	8.604	-	-	-	-	-	8.604
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5.87%	5.72%	Al Vencimiento	No	520	-	520	-	55.498	-	-	-	-	55.498
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	14.14%	13.30%	Al Vencimiento	No	706	-	706	-	-	25.813	-	-	-	25.813
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	13.01%	12.29%	Mensual	No	99	-	99	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	13.01%	12.30%	Mensual	No	45	-	45	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatria S.A.	Colombia	COP	13.82%	13.01%	Al Vencimiento	No	1.730	-	1.730	-	103.252	-	-	-	-	103.252
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.50%	12.73%	Anual	No	2.793	15.488	18.281	15.488	15.488	-	-	-	-	30.976
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.58%	12.80%	Al Vencimiento	No	763	-	763	-	67.114	-	-	-	-	67.114
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	15.38%	14.39%	Al Vencimiento	No	4.358	-	4.358	-	-	-	123.903	-	-	123.903
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.08%	13.25%	Anual	No	1.543	-	1.543	12.907	12.907	12.907	12.907	12.908	-	64.536
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.72%	13.81%	Anual	No	348	3.872	4.220	3.872	3.872	-	-	-	-	7.744
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.87%	13.95%	Al Vencimiento	No	2.671	-	2.671	-	-	106.092	-	-	-	106.092
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.94%	13.12%	Al Vencimiento	No	452	-	452	-	-	38.720	-	-	-	38.720
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.78%	12.98%	Al Vencimiento	No	168	-	168	-	-	51.626	-	-	-	51.626
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.68%	13.77%	Al Vencimiento	No	281	-	281	-	-	-	22.974	-	-	22.974
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	16.25%	15.15%	Al Vencimiento	No	1.252	-	1.252	-	-	-	-	92.927	-	92.927
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	16.43%	15.31%	Al Vencimiento	No	272	19.360	19.632	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	17.13%	15.92%	Al Vencimiento	No	377	-	377	-	-	77.439	-	-	-	77.439
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	17.78%	16.48%	Al Vencimiento	No	599	72.132	72.731	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Mufg bank	Japón	COP	17.29%	16.06%	Semestral	No	6.401	-	6.401	29.411	58.822	58.822	29.411	-	-	176.466
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Occidente	Colombia	COP	15.55%	14.54%	Al Vencimiento	No	1.101	82.602	83.703	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	International Finance Corporation	E.E.U.U.	COP	16.39%	15.27%	Al Vencimiento	No	4.314	-	4.314	-	-	-	15.632	292.828	-	308.460

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acredora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acredora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2023										
											Vencimiento			Vencimiento					Total No Corriente		
											Més de 90 días	Més de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Més de Cinco Años		Total No Corriente	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.87%	8.25%	Mensual	Si	299	897	1.196	1.197	1.197	1.197	1.197	1.197	7.179	11.967	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.49%	8.73%	Mensual	Si	366	1.097	1.463	1.462	1.462	1.462	1.462	1.462	12.429	18.277	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.21%	8.57%	Mensual	Si	194	607	801	873	952	1.037	1.129	5.317	9.308		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.87%	8.25%	Mensual	Si	317	951	1.268	1.268	1.268	1.268	1.268	7.288	12.360		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.87%	8.25%	Mensual	Si	74	223	297	297	297	297	297	1.707	2.895		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.87%	8.25%	Mensual	Si	317	952	1.269	1.270	1.270	1.270	1.270	7.300	12.390		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.87%	8.25%	Mensual	Si	319	957	1.276	1.276	1.276	1.276	1.276	7.335	12.439		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.32%	8.57%	Mensual	Si	242	727	969	970	970	970	970	8.244	12.124		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.21%	8.57%	Mensual	Si	174	545	719	784	854	930	1.012	4.764	8.344		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.87%	8.25%	Mensual	Si	316	948	1.264	1.264	1.264	1.264	1.264	10.747	15.803		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.87%	8.25%	Mensual	Si	300	900	1.200	1.200	1.200	1.200	1.200	7.197	11.997		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.80%	8.07%	Mensual	Si	537	1.611	2.148	2.148	2.148	2.148	2.148	15.037	23.629		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	8.62%	7.89%	Mensual	Si	500	4.033	4.633	2.001	2.001	2.001	2.001	14.007	22.011		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenv. Econômico Social	Brasil	BRL	9.16%	8.41%	Mensual	Si	947	2.840	3.787	3.787	3.787	3.787	3.787	23.351	38.499		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	575	994	1.569	1.151	1.151	1.151	1.151	4.027	8.631		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	863	1.491	2.354	1.726	1.726	1.726	1.726	6.041	12.945		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	575	994	1.569	1.151	1.151	1.151	1.151	4.027	8.631		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	531	889	1.420	1.018	1.018	1.018	1.018	3.607	7.679		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	796	1.335	2.131	1.527	1.527	1.527	1.527	5.411	11.619		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	530	885	1.415	1.013	1.013	1.013	1.013	3.591	7.643		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	3.268	3.268	2.638	2.028	2.028	2.028	6.493	15.215		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	4.902	4.902	3.957	3.041	3.041	3.041	9.740	22.820		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	3.378	3.378	2.638	2.028	2.028	2.028	6.493	15.215		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.15%	10.14%	Mensual	Si	119	373	492	537	581	619	645	11.122	13.504		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.26%	7.25%	Mensual	Si	196	536	732	741	745	763	746	8.286	11.281		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.26%	7.25%	Mensual	Si	235	646	881	868	888	909	930	8.698	12.293		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.14%	7.13%	Mensual	Si	199	542	741	750	753	771	755	8.377	11.406		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	6.88%	6.87%	Mensual	Si	217	591	808	776	775	772	802	9.362	12.487		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.19%	7.18%	Mensual	Si	225	617	842	794	823	823	822	9.133	12.395		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.26%	7.25%	Mensual	Si	193	524	717	676	718	727	717	8.409	11.247		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.26%	7.25%	Mensual	Si	185	505	690	655	664	657	647	7.754	10.377		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.26%	7.25%	Mensual	Si	197	535	732	713	710	705	743	9.295	12.166		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.65%	7.64%	Mensual	Si	71	171	242	251	287	328	374	11.046	12.286		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.65%	7.64%	Mensual	Si	49	114	163	171	198	231	270	8.631	9.601		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.65%	7.64%	Mensual	Si	48	111	159	169	197	234	271	8.625	9.496		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.65%	7.64%	Mensual	Si	48	111	159	169	197	233	271	8.604	9.474		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.65%	7.64%	Mensual	Si	49	117	166	174	201	237	277	8.484	9.373		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.16%	7.15%	Mensual	Si	206	582	788	809	855	866	831	7.355	10.716		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.69%	7.68%	Mensual	Si	219	616	835	844	866	870	856	7.456	10.892		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.69%	7.68%	Mensual	Si	218	612	830	836	873	882	846	7.424	10.861		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.69%	7.68%	Mensual	Si	218	612	830	837	873	883	846	7.427	10.866		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.69%	7.68%	Mensual	Si	212	600	812	834	881	892	856	7.578	11.041		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.37%	8.36%	Mensual	Si	172	516	688	1.188	1.188	1.188	1.188	21.188	25.940		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.37%	8.36%	Mensual	Si	171	513	684	1.188	1.188	1.188	1.188	21.191	25.943		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 1	España	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	1.767	3.830	5.697	4.126	4.126	4.126	4.125	21.834	38.337		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 1	Italia	US\$	8.88%	8.87%	Semestral	Si	1.630	3.360	4.990	2.846	2.846	2.846	2.846	20.024	31.408		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	San 4131 EGP - 2	España	US\$	8.49%	7.76%	Semestral	Si	1.579	4.180	5.759	3.689	3.689	3.689	3.689	18.453	33.209		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	China 4131 EGP - 2	Inglaterra	US\$	8.49%	7.76%	Semestral	Si	1.644	3.565	5.209	3.840	3.840	3.840	3.840	19.206	34.566		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	1.97%	1.96%	Semestral	Si	389	68.992	69.381	-	-	-	-	-	-	-	
Total													243.002	569.401	812.403	410.464	507.048	460.994	287.897	999.133	2.665.536

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	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2022				Total No Corriente					
											Vencimiento			Total Corriente		Vencimiento				
											Menos de 90 días	Más de 90 días	Más de 90 días			Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes Capex 2012 Finame	Brasil	BRL	3,51%	3,00%	Mensual	Si	392	261	653	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III	Canadá	US\$	1,48%	1,47%	Al Vencimiento	Si	213	-	213	-	36.467	-	-	-	-	36.467
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	1,48%	1,47%	Al Vencimiento	Si	108	-	108	-	21.880	-	-	-	-	21.880
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes Capex 12 Finame	Brasil	BRL	3,47%	3,00%	Mensual	Si	196	195	391	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond d)	E.E.U.U.	US\$	2,93%	2,57%	Al Vencimiento	Si	13	-	13	1.128	-	-	-	-	-	1.128
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil (Bond p)	E.E.U.U.	US\$	6,37%	6,07%	Al Vencimiento	Si	21	-	21	1.616	-	-	-	-	-	1.616
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Semiarido	Brasil	BRL	8,70%	8,69%	Mensual	Si	1.127	3.302	4.429	4.866	4.866	4.866	4.866	1.622	-	21.086
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNB Contrato - Outras regiões	Brasil	BRL	8,70%	8,69%	Mensual	Si	1.012	2.963	3.975	4.385	4.385	4.385	4.385	1.462	-	19.002
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - Coelce	Brasil	BRL	8,21%	8,20%	Mensual	No	5	13	18	18	18	18	18	37	-	109
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Coelce	Canadá	US\$	1,31%	1,30%	Al Vencimiento	No	77.516	-	77.516	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Coelce	Francia	US\$	2,25%	2,24%	Al Vencimiento	No	130	-	130	23.202	-	-	-	-	-	23.202
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce IV	Canadá	US\$	1,60%	1,59%	Al Vencimiento	No	276	39.660	39.936	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Sumitomo 4131 - Coelce	Japón	US\$	2,23%	2,22%	Al Vencimiento	No	219	-	219	49.412	-	-	-	-	-	49.412
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank 4131 - Coelce	E.E.U.U.	US\$	3,32%	3,09%	Al Vencimiento	No	738	-	738	-	54.354	-	-	-	-	54.354
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce V	Canadá	US\$	5,76%	5,75%	Al Vencimiento	No	660	-	660	-	-	45.365	-	-	-	45.365
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 - Coelce VI	Canadá	US\$	5,40%	5,39%	Al Vencimiento	No	146	-	146	-	24.584	-	-	-	-	24.584
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank Perú S.A.A.	Perú	PEN	2,35%	2,33%	Al Vencimiento	No	2	-	2	26.223	-	-	-	-	-	26.223
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Internacional del Perú S.A.	Perú	PEN	6,96%	6,96%	Al Vencimiento	No	3	-	3	34.089	-	-	-	-	-	34.089
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito del Perú S.A.	Perú	PEN	2,61%	2,58%	Al Vencimiento	No	45	-	45	-	55.069	-	-	-	-	55.069
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank Perú S.A.A.	Perú	PEN	3,70%	3,65%	Al Vencimiento	No	75	36.712	36.787	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97036000-k	Línea Sobregiro (Banco Santander)	Chile	CLP	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	No	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	BBVA S.A. New York Branch (agente)	E.E.U.U.	US\$	5,47%	5,47%	Al Vencimiento	No	32	-	32	24.150	-	-	-	-	-	24.150
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Nova Scotia	E.E.U.U.	US\$	5,47%	5,47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	31.500	-	-	-	-	-	31.500
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Sumitomo Mitsui Banking	E.E.U.U.	US\$	5,47%	5,47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	24.150	-	-	-	-	-	24.150
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Bank of América N.A.	E.E.U.U.	US\$	5,47%	5,47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	12.600	-	-	-	-	-	12.600
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Citibank N.A.	E.E.U.U.	US\$	5,47%	5,47%	Al Vencimiento	No	-	-	-	12.600	-	-	-	-	-	12.600
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Commitment Fee (BBVA NY)	E.E.U.U.	US\$	0,38%	0,38%	Trimestral	No	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Finep - 2º protocolo	Brasil	BRL	6,21%	6,20%	Mensual	Si	544	2.087	2.631	916	-	-	-	-	-	916
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 II - Eletropaulo	Francia	US\$	1,81%	1,80%	Al Vencimiento	No	234	-	234	43.497	-	-	-	-	-	43.497
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 III - Eletropaulo	Francia	US\$	2,08%	2,07%	Al Vencimiento	No	331	-	331	82.644	-	-	-	-	-	82.644
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 II - Eletropaulo	Canadá	US\$	2,42%	2,41%	Al Vencimiento	No	110	-	110	-	38.971	-	-	-	-	38.971
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BNP 4131 IV - Eletropaulo	Francia	BRL	8,42%	8,41%	Al Vencimiento	No	13	-	13	54.927	-	-	-	-	-	54.927
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 III - Eletropaulo	Canadá	US\$	2,73%	2,72%	Al Vencimiento	No	494	-	494	-	-	55.030	-	-	-	55.030
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	MUFG 4131 - Eletropaulo	Japón	US\$	2,09%	2,08%	Al Vencimiento	No	248	-	248	38.220	-	-	-	-	-	38.220
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131 IV	Canadá	US\$	2,48%	2,47%	Al Vencimiento	No	565	-	565	-	73.288	-	-	-	-	73.288
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	13,54%	13,53%	Al Vencimiento	No	9.070	-	9.070	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 26 Musd	Luxemburgo	US\$	3,95%	3,94%	Al Vencimiento	No	325	-	325	-	1.976	1.976	1.976	17.853	-	23.781
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Extranjero	BEI 4131 Itau 104 Musd	Luxemburgo	US\$	3,79%	3,78%	Al Vencimiento	No	1.247	-	1.247	-	7.906	7.906	7.906	70.291	-	94.009
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Continental	Perú	US\$	1,61%	1,60%	Al Vencimiento	No	1	-	1	28.048	-	-	-	-	-	28.048
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Extranjero	Interbank	Perú	US\$	3,60%	3,55%	Al Vencimiento	No	96	31.053	31.149	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Colombia	COP	0,90%	0,90%	Al Vencimiento	No	60.695	-	60.695	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bank of Nova Scotia	Canadá	COP	0,90%	0,90%	Al Vencimiento	No	92	41.665	41.757	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	11,92%	11,43%	Trimestral	No	484	-	484	-	-	-	20.623	-	-	20.623
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	5,80%	5,72%	Al Vencimiento	No	416	-	416	-	-	44.340	-	-	-	44.340
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco BBVA Colombia S.A.	Colombia	COP	10,97%	10,69%	Semestral	No	91	6.874	6.965	13.748	6.874	-	-	-	-	20.622
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A.	Colombia	COP	12,65%	11,97%	Mensual	No	197	527	724	703	702	233	-	-	-	1.638
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Scotiabank Colpatría S.A.	Colombia	COP	12,15%	11,64%	Al Vencimiento	No	1.236	-	1.236	-	-	82.493	-	-	-	82.493
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0,00%	0,00%	Mensual	Si	97	160	257	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0,00%	0,00%	Mensual	Si	126	295	421	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	Colombia	COP	0,00%	0,00%	Mensual	Si	56	149	205	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11,43%	10,88%	Mensual	No	243	705	948	78	-	-	-	-	-	78
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11,27%	10,73%	Mensual	No	237	-	237	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11,27%	10,73%	Mensual	No	121	-	121	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Banco Itau CorpBanca Colombia S.A.	Colombia	COP	11,44%	10,88%	Mensual	No	56	162	218	36	-	-	-	-	-	36

El presente documento incorpora firma electrónica, en conformidad a lo dispuesto por la Ley 19.799. La integridad y autenticidad de este documento podrán ser verificadas en el sitio indicado en la última página.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Amortización	Garantía	al 31.12.2022												
											Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente				
											Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años					
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.90%	12.51%	Al Vencimiento	No	596	-	596	-	-	-	-	-	53.621	-	53.621		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.84%	12.26%	Al Vencimiento	No	2.967	-	2.967	-	-	-	-	-	-	-	98.992	98.992	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.15%	12.54%	Al Vencimiento	No	1.920	-	1.920	-	-	-	-	-	-	84.762	84.762		
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.30%	12.68%	Al Vencimiento	No	207	-	207	-	-	-	-	-	-	-	18.355	18.355	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	14.82%	14.06%	Al Vencimiento	No	928	-	928	-	-	-	-	-	-	-	74.244	74.244	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	10.41%	10.15%	Anual	No	2.372	12.374	14.746	12.374	12.374	12.374	-	-	-	-	-	37.122	37.122
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.38%	11.84%	Anual	No	1.102	-	1.102	-	10.312	10.312	10.312	-	-	-	20.623	51.559	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.35%	11.82%	Anual	No	317	3.093	3.410	3.093	3.093	3.093	-	-	-	-	-	9.279	9.279
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	12.59%	12.04%	Trimestral	No	331	-	331	-	-	-	-	-	-	30.935	-	30.935	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP (Ex Emgesa)	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	13.12%	12.52%	Trimestral	No	129	-	129	-	-	-	-	-	41.247	-	41.247	41.247	
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Scotiabank 4131	Canadá	US\$	1.58%	1.57%	Al Vencimiento	Si	30.994	-	30.994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	3.62%	3.58%	Semestral	Si	-	8.120	8.120	8.000	8.000	8.000	8.000	-	-	-	40.000	72.000	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	1.18%	1.18%	Semestral	Si	2.799	2.000	4.799	4.000	4.000	4.000	4.000	-	-	-	24.000	40.000	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	2.47%	2.44%	Semestral	Si	-	140	140	-	3.333	3.333	3.333	3.333	-	-	30.000	39.999	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	European Investment Bank	Perú	US\$	2.72%	2.69%	Semestral	Si	-	37	37	-	833	833	833	833	-	-	7.500	9.999	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interamerican Development Bank	Perú	US\$	2.52%	2.50%	Semestral	Si	-	3.677	3.677	6.858	6.858	2.855	-	-	-	-	-	16.571	16.571
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interamerican Development Bank	Perú	US\$	2.52%	2.50%	Semestral	Si	-	50	50	-	-	4.000	-	-	-	-	-	4.000	4.000
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Interamerican Development Bank	Perú	US\$	2.52%	2.50%	Semestral	Si	-	196	196	-	-	-	-	-	3.200	-	12.800	16.000	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	3.41%	3.37%	Al Vencimiento	No	-	150.280	150.280	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	US\$	4.92%	4.83%	Al Vencimiento	No	-	70.110	70.110	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	272	817	1.089	1.090	1.090	1.090	1.090	-	-	-	7.628	11.988	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.39%	9.38%	Mensual	Si	333	999	1.332	1.332	1.332	1.332	1.332	-	-	-	12.650	17.978	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	161	505	666	728	794	866	943	-	-	-	5.867	9.198	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	289	866	1.155	1.154	1.154	1.154	1.154	-	-	-	7.792	12.408	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	68	203	271	270	270	270	270	-	-	-	1.825	2.905	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	289	867	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	-	-	-	7.805	12.429	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	290	871	1.161	1.162	1.162	1.162	1.162	-	-	-	7.843	12.491	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	221	662	883	883	883	883	883	-	-	-	8.390	11.922	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	145	454	599	654	713	777	846	-	-	-	5.257	8.247	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.23%	9.22%	Mensual	Si	288	863	1.151	1.151	1.151	1.151	1.151	-	-	-	10.937	15.541	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.91%	8.90%	Mensual	Si	273	819	1.092	1.092	1.092	1.092	1.092	-	-	-	7.647	12.015	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.73%	8.72%	Mensual	Si	489	1.467	1.956	1.956	1.956	1.956	1.956	-	-	-	15.650	23.474	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	8.55%	8.54%	Mensual	Si	456	1.367	1.823	1.822	1.822	1.822	1.822	-	-	-	14.578	21.866	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Nacional de Desenvol. Econômico Social	Brasil	BRL	9.07%	9.06%	Mensual	Si	862	2.587	3.449	3.449	3.449	3.449	3.449	-	-	-	24.719	38.615	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	578	578	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	-	-	-	5.200	9.824	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	867	867	1.734	1.734	1.734	1.734	1.734	-	-	-	7.801	14.737	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Bank of China Limited - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	578	578	1.156	1.156	1.156	1.156	1.156	-	-	-	5.200	9.824	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	535	495	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	-	-	-	4.675	8.795	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	803	742	1.545	1.545	1.545	1.545	1.545	-	-	-	7.013	13.193	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco Santander S.A - Milan Branch	Italia	US\$	3.94%	3.93%	Semestral	Si	534	491	1.025	1.025	1.025	1.025	1.025	-	-	-	4.655	8.755	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	3.120	3.120	3.120	2.534	1.947	1.947	-	-	-	7.767	17.315	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	4.680	4.680	4.680	3.800	2.921	2.921	-	-	-	11.650	25.972	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Société de Promotion et de Participation Pour la Coopération Economique S.A.	Francia	EUR	2.29%	2.28%	Semestral	Si	-	3.120	3.120	3.120	2.534	1.947	1.947	-	-	-	7.767	17.315	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	10.15%	10.14%	Mensual	Si	100	313	413	453	494	535	570	-	-	-	10.827	12.879	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	156	467	623	664	699	729	759	-	-	-	8.393	11.147	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.88%	7.87%	Mensual	Si	178	534	712	800	866	925	985	-	-	-	8.947	12.223	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.90%	7.89%	Mensual	Si	158	473	631	672	698	701	718	-	-	-	8.499	11.288	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.88%	7.86%	Mensual	Si	147	440	607	733	721	720	717	-	-	-	9.445	12.336	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	159	477	636	765	739	765	766	-	-	-	9.258	12.293	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	152	455	607	650	629	667	676	-	-	-	8.481	11.109	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.89%	7.88%	Mensual	Si	143	428	571	625	609	617	610	-	-	-	7.807	10.268	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	7.87%	7.86%	Mensual	Si	147	441	588	663	662	660	655	-	-	-	9.327	11.967	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.46%	8.45%	Mensual	Si	30	89	119	207	233	266	304	-	-	-	10.593	11.603	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	17	51	68	137	158	184	215	-	-	-	8.256	9.850	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	16	49	65	134	157	183	217	-	-	-	8.252	9.843	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si	16	49	65	134	157	182	217	-	-	-	8.232	9.822	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	BRL	8.44%	8.43%	Mensual	Si													

b) Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2023							Total No Corriente	
				Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
				Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	5.30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	594.277	-	-	-	594.277
Brasil	BRL	12,13%	Sin Garantía	130.954	344.627	475.581	109.465	410.992	59.186	59.050	510.930	1.149.623
Colombia	COP	11,92%	Sin Garantía	22.052	164.277	186.329	195.224	-	64.533	51.606	134.851	446.214
Total				153.006	513.309	666.315	304.689	1.005.269	123.719	110.656	645.781	2.190.114

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	al 31.12.2022							Total No Corriente	
				Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
				Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años
Chile	US\$	5.30%	Sin Garantía	-	4.405	4.405	-	-	592.135	-	-	592.135
Perú	US\$	6,34%	Sin Garantía	275	-	275	-	-	-	-	10.017	10.017
Perú	PEN	6,01%	Sin Garantía	3.073	43.322	46.395	39.965	36.712	26.223	23.600	132.032	258.532
Brasil	BRL	12,03%	Sin Garantía	48.474	83.448	131.922	192.771	91.014	174.485	54.453	461.773	974.496
Colombia	COP	13,38%	Sin Garantía	9.763	157.795	167.558	142.668	155.966	-	51.558	148.983	499.175
Total				61.585	288.970	350.555	375.404	283.692	792.843	129.611	752.805	2.334.355

- Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

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	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2023						Total No Corriente		
										Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Doce a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25)	Brasil	BRL	10.98%	10.97%	Anual	21.159	-	21.159	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	11.20%	11.19%	Anual	162	37.394	37.556	37.510	-	-	-	-	37.510
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	9.42%	9.41%	Al Vencimiento	83.849	-	83.849	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão	Brasil	BRL	11.22%	11.21%	Al Vencimiento	938	-	938	-	-	-	-	144.241	144.241
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 9ª Emissão	Brasil	BRL	14.89%	14.88%	Al Vencimiento	12.835	-	12.835	195.119	-	-	-	-	195.119
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 10ª Emissão	Brasil	BRL	14.84%	14.83%	Al Vencimiento	1.600	102.447	104.047	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 11ª Emissão	Brasil	BRL	14.68%	14.66%	Al Vencimiento	67	133.081	133.148	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	15.44%	14.62%	Al Vencimiento	931	-	931	49.907	-	-	-	-	49.907
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6.46%	6.31%	Al Vencimiento	213	51.626	51.839	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58%	Al Vencimiento	762	-	762	51.626	-	-	-	-	51.626
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	14.11%	13.42%	Al Vencimiento	1.242	-	1.242	-	-	-	-	41.301	41.301
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	14.07%	13.38%	Al Vencimiento	467	-	467	-	-	-	-	51.626	51.626
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4.70%	4.62%	Al Vencimiento	301	64.533	64.834	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	12.85%	12.27%	Al Vencimiento	795	-	795	-	-	64.533	-	-	64.533
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	16.86%	15.89%	Al Vencimiento	14.642	-	14.642	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	14.16%	13.46%	Al Vencimiento	357	-	357	-	-	-	51.606	-	51.606
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	15.66%	14.81%	Al Vencimiento	788	-	788	93.691	-	-	-	-	93.691
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	14.72%	13.97%	Al Vencimiento	732	-	732	-	-	-	-	41.924	41.924
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	14.37%	13.66%	Al Vencimiento	821	48.118	48.939	-	-	-	-	-	-
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	Al Vencimiento	-	5	5	-	858	-	-	-	858
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	Al Vencimiento	-	4.400	4.400	-	593.419	-	-	-	593.419
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie	Brasil	BRL	14.12%	14.11%	Anual	2.094	71.705	73.799	71.955	-	-	-	-	71.955
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie	Brasil	BRL	8.90%	8.89%	Al Vencimiento	1.001	-	1.001	215.873	-	-	-	-	215.873
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão	Brasil	BRL	9.16%	9.15%	Anual	1.491	-	1.491	-	-	-	-	174.125	174.125
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão	Brasil	BRL	15.07%	15.06%	Anual	3.644	-	3.644	-	-	59.186	59.050	-	118.236
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 27ª Emissão	Brasil	BRL	11.24%	11.23%	Anual	2.115	-	2.115	-	-	-	-	192.564	192.564
Total										153.006	513.309	666.315	304.689	1.005.289	123.719	110.656	645.781	2.190.114

Miles de dólares estadounidenses - MU\$

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	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2022										Total No Corriente	
										Vencimiento		Corriente	Vencimiento								
										Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años				
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 5ª Emissão - 2 série (CEAR25)	Brasil	BRL	12.07%	12.07%	Anual	95	18.142	18.237	14.576	-	-	-	-	-	-	-	14.576
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 1 série (CEAR16)	Brasil	BRL	13.52%	13.52%	Al Vencimiento	46	7.576	7.622	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 6ª Emissão - 2 série (CEAR26)	Brasil	BRL	12.28%	12.28%	Anual	174	-	174	40.615	25.569	-	-	-	-	-	-	66.184
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE17)	Brasil	BRL	13.02%	13.02%	Anual	34.447	-	34.447	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 7ª Emissão - 1 série (COCE27)	Brasil	BRL	10.45%	10.45%	Al Vencimiento	2.547	-	2.547	71.288	-	-	-	-	-	-	-	71.288
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Debêntures 8ª Emissão	Brasil	BRL	7.58%	7.58%	Al Vencimiento	890	-	890	-	-	-	-	-	-	-	118.074	118.074
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental Terc Prog 8va Emision Serie A	Perú	US\$	6.44%	6.34%	Al Vencimiento	275	-	275	-	-	-	-	-	-	-	10.017	10.017
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.15%	6.06%	Al Vencimiento	-	113	113	-	-	-	-	-	-	-	13.111	13.111
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.06%	5.06%	Al Vencimiento	-	79	79	-	10.489	-	-	-	-	-	-	10.489
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.19%	5.13%	Al Vencimiento	291	-	291	-	-	-	-	-	-	-	13.112	13.112
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7.41%	7.28%	Al Vencimiento	241	-	241	-	-	-	-	-	-	-	9.309	9.309
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	7.51%	7.38%	Al Vencimiento	-	138	138	-	-	-	-	-	-	-	15.734	15.734
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.44%	6.34%	Al Vencimiento	-	15.786	15.786	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.44%	6.34%	Al Vencimiento	381	-	381	20.978	-	-	-	-	-	-	-	20.978
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	8.29%	8.13%	Al Vencimiento	431	-	431	-	-	-	-	-	-	-	18.356	18.356
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.19%	6.09%	Al Vencimiento	777	26.223	27.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	6.09%	6.00%	Al Vencimiento	-	250	250	18.987	-	-	-	-	-	-	-	18.987
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.80%	5.72%	Al Vencimiento	-	200	200	-	26.223	-	-	-	-	-	-	26.223
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	PEN	5.45%	5.38%	Al Vencimiento	392	-	392	-	-	26.223	-	-	-	-	-	26.223
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Fondos de Gobierno	Perú	PEN	5.99%	5.91%	Al Vencimiento	-	252	252	-	-	-	-	-	-	-	34.089	34.089
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP	Perú	PEN	5.13%	5.06%	Al Vencimiento	561	-	561	-	-	-	-	23.600	-	-	-	23.600
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	AFP, Fondos Gobierno, Seguros	Perú	PEN	4.36%	4.31%	Al Vencimiento	-	282	282	-	-	-	-	-	-	-	28.320	28.320
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	COP	17.93%	16.84%	Al Vencimiento	856	-	856	-	39.873	-	-	-	-	-	-	39.873
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-17	Colombia	COP	6.46%	6.31%	Al Vencimiento	170	-	170	41.247	-	-	-	-	-	-	-	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E7-18	Colombia	COP	6.74%	6.58%	Al Vencimiento	609	-	609	-	41.247	-	-	-	-	-	-	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B12-18	Colombia	COP	16.57%	15.63%	Al Vencimiento	1.156	-	1.156	-	-	-	-	-	-	-	32.997	32.997
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B5-18	Colombia	COP	15.71%	14.86%	Al Vencimiento	1.141	40.215	41.356	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-19	Colombia	COP	6.30%	6.16%	Al Vencimiento	242	57.745	57.987	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B10-19	Colombia	COP	16.53%	15.60%	Al Vencimiento	434	-	434	-	-	-	-	-	-	-	41.247	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos E4-2020	Colombia	COP	4.70%	4.62%	Al Vencimiento	240	-	240	51.558	-	-	-	-	-	-	-	51.558
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-2020	Colombia	COP	15.29%	14.48%	Al Vencimiento	749	-	749	-	-	-	51.558	-	-	-	-	51.558
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B15-09	Colombia	COP	19.99%	18.12%	Al Vencimiento	287	-	287	11.426	-	-	-	-	-	-	-	11.426
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	COP	16.82%	15.68%	Al Vencimiento	332	-	332	-	-	-	-	-	-	-	41.247	41.247
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	COP	18.15%	17.03%	Al Vencimiento	722	-	722	-	74.847	-	-	-	-	-	-	74.847
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	COP	17.20%	16.19%	Al Vencimiento	677	-	677	-	-	-	-	-	-	-	33.493	33.493
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	COP	16.84%	15.87%	Al Vencimiento	762	-	762	38.438	-	-	-	-	-	-	-	38.438
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	COP	17.81%	16.73%	Al Vencimiento	1.386	59.834	61.220	-	-	-	-	-	-	-	-	-
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US\$	7.76%	6.60%	Al Vencimiento	-	5	5	-	-	-	858	-	-	-	-	858
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única U.S. \$ 600 millones	E.E.U.U.	US\$	4.21%	4.00%	Al Vencimiento	-	4.400	4.400	-	-	591.277	-	-	-	-	-	591.277
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 1ª serie	Brasil	BRL	13.35%	13.34%	Anual	2.307	-	2.307	66.291	65.444	-	-	-	-	-	-	131.735
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 24ª Emissão - 2ª serie	Brasil	BRL	9.95%	9.94%	Al Vencimiento	939	-	939	-	174.485	-	-	-	-	-	-	174.485
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 25ª Emissão	Brasil	BRL	10.19%	10.18%	Anual	1.338	-	1.338	-	-	-	-	-	-	-	137.028	137.028
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 26ª Emissão	Brasil	BRL	14.30%	14.29%	Anual	3.805	-	3.805	-	-	-	54.453	-	-	-	54.302	108.755
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	7ª emissão de Notas Promissórias - 3ª série	Brasil	BRL	13.54%	13.53%	Al Vencimiento	-	57.730	57.730	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures 27ª Emissão	Brasil	BRL	14.12%	14.11%	Anual	1.895	-	1.895	-	-	-	-	-	-	-	152.369	152.369
Total										61.585	288.970	360.555	375.404	283.692	792.843	129.611	762.805	2.934.355			

El presente documento incorpora firma electrónica, en conformidad a lo dispuesto por la Ley 19.799. La integridad y autenticidad de este documento podrán ser verificadas en el sitio indicado en la última página.

c) Obligaciones con el Público Garantizadas

El desglose por monedas, vencimientos y deudores de las Obligaciones con el Público Garantizadas al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
				Menos de 90 días	Más de 90 días		al 31.12.2023					
							Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	10,86%	Con Garantía	623	21.415	22.038	24.181	22.834	22.679	22.317	16.198	108.209
Total				623	21.415	22.038	24.181	22.834	22.679	22.317	16.198	108.209

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
				Menos de 90 días	Más de 90 días		al 31.12.2022					
							Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	12,04%	Con Garantía	6.691	150.619	157.310	19.163	19.880	19.893	19.553	35.145	113.634
Total				6.691	150.619	157.310	19.163	19.880	19.893	19.553	35.145	113.634

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas por Deudor

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		al 31.12.2023					
													Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	8,58%	8,57%	Anual	284	13.778	14.062	14.686	14.068	14.068	14.068	10.413	67.303
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	8,56%	8,55%	Anual	330	7.458	7.788	8.127	7.793	7.793	7.793	5.785	37.291
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,22%	13,21%	Semestral	4	64	68	626	454	378	456	-	1.914
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,10%	13,09%	Semestral	5	115	120	742	519	440	-	-	1.701
Total										623	21.415	22.038	24.181	22.834	22.679	22.317	16.198	108.209

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
										Menos de 90 días	Más de 90 días		al 31.12.2022					
													Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG11) - 1ª Série	Brasil	BRL	9,61%	9,56%	Anual	637	11.816	12.453	12.196	12.196	12.196	12.197	22.158	70.943
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Debêntures 1ª Emissão (EGVG21) - 2ª Série	Brasil	BRL	9,57%	9,56%	Anual	346	6.560	6.906	6.766	6.766	6.766	6.766	12.294	39.358
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Debêntures - 23ª Emissão 2ª Série	Brasil	BRL	13,84%	13,81%	Anual	5.708	132.057	137.765	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,60%	13,59%	Semestral	-	88	88	98	394	458	309	477	1.736
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Itaú Unibanco S.A.	Brasil	BRL	13,68%	13,67%	Semestral	-	98	98	103	524	473	281	216	1.597
Total										6.691	150.619	157.310	19.163	19.880	19.893	19.553	35.145	113.634

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2023 asciende a MUS\$ 3.264.705 (MUS\$ 2.826.040 al 31 de diciembre de 2022). 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 h). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver Nota 3 g.4).

- Individualización de Otras Obligaciones

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	el 31.12.2023								
									Vencimiento			Vencimiento				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
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjera	Banco Safra (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	0,98%	Al Vencimiento	925	-	925	-	-	-	-	-	-
Total									925	-	925	-	-	-	-	-	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	RUT Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Nominal	Tipo de Vencimiento	al 31.12.2022								
									Vencimiento			Vencimiento				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
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjera	Banco Daycoval (Factoring por Pagar)	Brasil	BRL	1,35%	Al Vencimiento	827	-	827	-	-	-	-	-	-
Total									827	-	827	-	-	-	-	-	-

d) Deuda de cobertura.

Al 31 de diciembre de 2023, del total de la deuda denominada en dólares estadounidenses ("US\$") del Grupo, MUS\$ 413.571 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (MUS\$ 178.313 al 31 de diciembre de 2022) (Ver Nota 3.n). Dicha deuda proviene de Enel Generación Perú S.A., Enel Generación Piura S.A. y Chinango, Compañías que se encuentran clasificadas como mantenidas para la venta y además cumplen los requisitos para ser consideradas como operaciones discontinuadas (ver Nota 6.1).

El movimiento al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022	2021
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(1.977)	(7.272)	(8.683)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(1.146)	3.456	(980)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	2.168	2.155	1.601
Diferencias de conversión	(106)	(316)	790
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(1.061)	(1.977)	(7.272)

e) Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Américas no tiene a su disposición líneas de crédito de largo plazo en forma incondicional (MUS\$ 765.000 al 31 de diciembre de 2022).

f) Flujos futuros de deuda no descontados

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

- Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	3,19%	12	-	12	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	13,66%	176.302	377.428	553.730	277.370	502.921	519.360	286.463	542.393	2.128.507
Brasil	US\$	5,14%	44.843	278.366	323.209	303.535	142.346	36.488	34.367	128.457	645.193
Brasil	BRL	7,80%	70.054	130.702	200.756	102.502	104.431	100.701	90.171	677.416	1.075.221
Brasil	EUR	2,28%	374	12.471	12.845	10.433	8.099	7.935	7.773	23.780	58.020
Total			291.585	798.967	1.090.552	693.840	757.797	664.484	418.774	1.372.046	3.906.941

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	4,62%	1.495	4.486	5.981	105.997	-	-	-	-	105.997
Perú	PEN	3,88%	39.812	76.268	116.080	64.930	55.919	-	-	-	120.849
Perú	US\$	2,79%	5.452	201.517	206.969	52.155	27.589	26.927	22.683	124.082	253.436
Colombia	COP	10,42%	79.199	116.218	195.417	93.894	94.004	261.836	227.294	242.324	919.352
Brasil	US\$	3,11%	96.765	102.463	199.228	313.493	294.325	134.865	29.481	146.403	918.567
Brasil	BRL	8,33%	23.172	66.719	89.891	179.739	86.846	83.877	80.718	565.855	997.035
Brasil	EUR	2,28%	406	12.204	12.610	12.362	10.038	7.784	7.629	28.948	66.761
Total			246.301	579.875	826.176	822.570	568.721	515.289	367.805	1.107.612	3.381.997

- Resumen de obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	6.081	18.376	24.457	24.390	620.778	-	-	-	645.168
Colombia	COP	11,92%	33.768	216.330	250.098	252.129	35.831	150.211	19.852	154.410	612.433
Brasil	BRL	11,81%	133.320	514.091	647.411	272.933	527.438	160.086	148.360	660.134	1.768.951
Total			173.169	748.797	921.966	549.452	1.184.047	310.297	168.212	814.544	3.026.552

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	5,30%	6.265	18.794	25.059	25.059	25.059	621.750	-	-	671.868
Perú	US\$	6,34%	166	499	665	666	666	666	666	10.055	12.719
Perú	PEN	6,01%	4.426	54.003	58.429	54.490	49.130	35.749	32.282	161.737	333.388
Colombia	COP	13,38%	137.168	88.408	225.576	196.824	199.552	27.307	118.696	138.077	680.456
Brasil	BRL	12,03%	70.168	334.189	404.357	317.814	194.037	263.119	128.945	625.603	1.529.518
Total			218.193	495.893	714.086	594.853	468.444	948.591	280.589	935.472	3.227.949

- Resumen de otras obligaciones por monedas y vencimiento

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	0,98%	925	-	925	-	-	-	-	-	-
Total			925	-	925	-	-	-	-	-	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								
			Vencimiento		Total Corriente	Vencimiento					Total No Corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Brasil	BRL	1,35%	827	-	827	-	-	-	-	-	-
Total			827	-	827	-	-	-	-	-	-

21. Pasivos por arrendamientos

El saldo de pasivos por arrendamientos al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
	Pasivos por arrendamientos	26.143	34.905	169.862
Total	26.143	34.905	169.862	176.686

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos

Miles de dólares estadounidenses - MUSS											al 31.12.2023							
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	Vencimiento	Total Corriente	Uno a Dos Años	Doce a Trece Años	Trece a Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses								
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COOP	7.22%	Mensual	1	1.857	1.856	1.720	1.777	1.836	1.897	14.643	21.873	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetti Mendoza	Colombia	COOP	11.49%	Anual	104	6	110	9	10	47	30	2.043	2.139	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charry y Herederos S.A.S	Colombia	COOP	13.52%	Anual	166	8	166	13	14	13	18	2.317	2.379	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	FEM S.A.S	Colombia	COOP	11.13%	Anual	85	8	95	12	13	14	16	1.466	1.521	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S.	Colombia	COOP	11.13%	Anual	65	5	70	9	10	11	12	1.084	1.126	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rolando Manjares Charis	Colombia	COOP	13.79%	Anual	79	6	85	9	10	11	13	1.722	1.785	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agro Inversiones Campos Verdes	Colombia	COOP	13.47%	Anual	78	2	80	3	5	6	8	841	860	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolombia S.A. E.S.P.	Colombia	COOP	7.61%	Mensual	11	16	27	29	31	36	39	728	863	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Maria Cecilia Botero de Botero	Colombia	COOP	13.47%	Anual	188	16	144	9	11	12	13	2.021	2.205	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	CI Alianza S.A.	Colombia	COOP	10.80%	Mensual	99	151	250	267	294	356	392	3.720	6.029	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COOP	14.01%	Mensual	51	31	82	88	104	142	167	2.063	2.564	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COOP	12.56%	Mensual	47	45	92	98	111	144	164	1.802	2.319	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Frigorifico Rodeo Ltda.	Colombia	COOP	13.12%	Anual	168	4	172	7	8	9	10	1.229	1.283	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Macondal S.A.S	Colombia	COOP	11.49%	Anual	70	6	76	10	12	13	14	1.521	1.570	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COOP	4.06%	Mensual	91	277	368	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Busapráxis S.A.	Colombia	COOP	8.20%	Mensual	186	539	725	63	-	-	-	-	63	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotive	Colombia	COOP	11.79%	Mensual	193	546	739	484	91	11	-	-	698	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	11.62%	Anual	104	19	123	14	16	18	19	1.881	1.948	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	12.24%	Mensual	106	198	304	209	214	179	188	638	1.428	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COOP	15.03%	Trimestral	3	-	3	1	1	1	1	121	125	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BRL Properties S/A	Brasil	BRL	13.02%	Mensual	382	1.206	1.175	1.517	1.808	2.156	6.749	13.401	15.541	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	ISL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	10.50%	Mensual	1.337	5.961	7.298	6.726	8.266	562	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Loacao de Caminhoes	Brasil	BRL	12.18%	Mensual	28	123	151	150	184	33	-	-	367	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstatais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	10.98%	Mensual	20	79	99	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logistics Ltda.	Brasil	BRL	11.54%	Mensual	166	826	992	87	-	-	-	-	87	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Michal Esaper Saad Junior	Brasil	BRL	13.83%	Mensual	39	153	192	187	227	255	163	-	832	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.44%	Mensual	156	498	654	447	112	48	50	-	857	
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15.42%	Mensual	11	38	49	46	57	67	77	82	329	
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Vinícola Do Vale Do SAO Francisco	Brasil	BRL	4.47%	Mensual	8	28	36	30	33	33	34	897	1.027	
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15.18%	Mensual	50	99	149	94	126	141	161	2.353	2.876	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coilex de Seguridade Social - Faelco	Brasil	BRL	17.92%	Mensual	97	280	377	264	444	516	600	1.588	3.412	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstatais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.35%	Mensual	19	77	96	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Loacao de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	13.38%	Mensual	60	253	313	319	387	177	-	-	878	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.23%	Mensual	192	516	708	394	400	278	279	499	1.860	
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.91%	Mensual	9	26	35	15	23	26	31	58	153	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Ampla de Seguridade Social	Brasil	BRL	8.64%	Anual	-	1.204	-	696	1.118	-	-	-	1.814	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Vamos Loacao de Caminhões, Máquinas	Brasil	BRL	13.38%	Mensual	186	778	964	962	1.192	545	-	-	2.699	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Lucilia de Oliveira Coelho	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	149	494	643	613	765	880	1.012	1.016	4.286	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstatais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.35%	Mensual	23	91	114	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	13.83%	Mensual	127	465	592	544	625	408	-	309	874	
Extranjero	EDSUR	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	0.62%	Mensual	-	3	3	-	-	-	-	-	2.780	
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15.02%	Mensual	-	7	9	9	-	12	14	16	30	81
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	US\$	4.95%	Mensual	131	303	434	145	145	77	-	-	367	
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panamá Car Rental	Panamá	US\$	5.50%	Mensual	84	252	336	81	81	37	-	-	189	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Birra S.A.	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	1.078	1.078	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	12	-	12	-	-	-	-	-	581	
Extranjero	Enel Renovables S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	8.89%	Anual	63	334	397	58	58	58	58	855	1.057	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	7.20%	Anual	11	-	11	-	-	-	-	-	561	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agrícola Mamusa S.A.	Guatemala	US\$	7.20%	Mensual	48	-	48	-	-	-	-	-	2.495	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	US\$	9.68%	Mensual	22	-	22	-	-	-	-	-	645	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria California, S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	US\$	9.68%	Mensual	30	-	30	-	-	-	-	-	902	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quemé	Guatemala	US\$	9.68%	Anual	29	-	29	-	-	-	-	-	857	
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentin Lezcano	Panamá	US\$	6.33%	Mensual	16	83	99	67	67	67	67	480	748	
Extranjero	Enel Costa Rica CAM S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	US\$	8.50%	Mensual	11	35	46	51	55	60	66	310	542	
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Ganadera Paldiva	Panamá	US\$	6.75%	Anual	14	154	168	69	69	69	69	506	782	
Extranjero	Jaguito Solar 10MW S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	US\$	6.75%	Anual	5	24	29	32	32	32	241	369		
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participações Ltda.	Brasil	BRL	14.04%	Mensual	10	34	44	43	53	61	70	87	294	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	11.25%	Mensual	4	4	8	4	5	6	7	53	75	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	18.40%	Anual	182	-	182	24	10	13	15	1100	1.162	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estralejo Projetos e Servicos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	24	14	38	18	23	27	32	1145	1.245	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	17.38%	Mensual	35	19	54	25	32	38	45	1.791	1.931	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	15	4	19	4	6	7	9	734	780	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria a Agroplastoril dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	14.34%	Mensual	-	-	22	-	3	3	4	1.076	1.098	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Queiro Dantas	Brasil	BRL	11.87%	Mensual	18	-	18	1	1	3	3	348	368	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campe Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11.36%	Mensual	29	6	35	7	8	8	9	1.915	1.947	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria Petterman Ratajczyk	Brasil	BRL	13.54%	Anual	23	147	170	3	171	199	124	-	467	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Antonio Aparecido de Souza San	Brasil	BRL	15.57%	Mensual	14	-	14	-	1	1	1	544	547	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Casa dos Ventos Energias Renováveis S/A	Brasil	BRL	15.05%	Mensual	23	2	25	2	3	4	6	932	947	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Calcario Impag Agro Mineracao Ltda.	Brasil	BRL	14.09%	Mensual	23	2	25	3	4	5	5	1.101	1.118	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Esposito de Crlis Benimido de Souza	Brasil	BRL	11.68%	Mensual	23	9	32	10	11	13	15	1.219	1.288	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Magalhaes E Eloy Gestao de Recebive	Brasil	BRL	12.51%	Mensual	25	7	32	8	11	13	16	428	478	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Joo Carlos Ratajczyk	Brasil	BRL	13.03%	Anual	25	69	94	6	87	101	77	-	271	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	NM Navarro Mariano Patrimonial Ltda.	Brasil	BRL	17.28%	Mensual	44	22	66	28	36	44	50	2.074	2.282	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Potargy Energias Renováveis	Brasil	BRL	12.14%	Mensual	23	20	43	24	28	35	40	955	1.082	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Agroplastoril Dos Produtores Rurais da bi	Brasil	BRL	16.75%	Mensual	18	43	61	31	70	83	98	342	624	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fundacao Coilex de Seguridade Social - F	Brasil	BRL	9.00%	Mensual	2	6	8	7	9	11	12	30	62	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interstatais Serv	Brasil	BRL	10.57%	Mensual	37	158	195	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.04%	Anual	107	262	369	18	344	398	263	26	1.049	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	10.21%	Semestral	72	69	141	36	9	36	36	1.911	2.028	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.54%	Mensual	983	215	1.198	253	336	357	391	31.099	32.498	
Total									8.415	17.728	26.143	16.863	19.690	10.619	9.607	112.963	169.962	

21.1 Individualización de Pasivos por Arrendamientos, continuación

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

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	Vencimiento				Total No Corriente					
									al 31.12.2022									
									Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	Uno a Dos Años	Doce a Tres Años		Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Banco Interbank del Perú	Perú	PEN	5.54%	Trimestral	102	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BBVA Banco Continental	Perú	PEN	4.33%	Trimestral	2	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corra MG	Perú	USD	2.27%	Mensual	317	992	1,381	1,456	1,533	1,614	-	5,633	11,817	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	BuldingInmuebles Panamericanas S.A.	Perú	PEN	5.19%	Mensual	60	181	241	253	87	-	-	-	340	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Mareauto Perú S.A.	Perú	PEN	7.77%	Mensual	96	299	395	244	-	-	-	-	244	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Scotiabank	Perú	PEN	1.61%	Trimestral	3	1,558	1,561	779	-	-	-	-	779	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	6.79%	Al vencimiento	-	68	68	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	5.94%	Mensual	10	301	429	371	202	134	78	127	912	
Extranjero	Enel Generación Pura S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	4.44%	Mensual	10	30	40	30	32	-	-	-	32	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Bancolombia	Colombia	COP	6.22%	Mensual	468	974	1,442	1,330	1,374	1,420	1,467	-	13,214	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Carlos Enrique Giovanetti Mendoza	Colombia	COP	15.28%	Anual	95	-	95	6	5	7	8	-	1,444	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Luz Charis y Herederos S.A.S	Colombia	COP	11.31%	Anual	88	-	88	-	-	-	-	-	1,881	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	F&M S.A.S	Colombia	COP	11.31%	Anual	52	-	52	-	-	-	-	-	1,037	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Doña Barbara & Cia S	Colombia	COP	11.31%	Anual	38	-	38	-	-	-	-	-	767	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Rotavido Manjaries Charis	Colombia	COP	11.31%	Anual	24	-	24	-	-	-	-	-	1,361	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ISA Intercolumbia S.A. E.S.P.	Colombia	COP	7.88%	Mensual	9	13	24	21	23	25	27	-	613	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	CJ Alliance S.A.	Colombia	COP	7.50%	Mensual	76	157	233	222	239	257	276	-	4,097	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Terrapuerto SAS	Colombia	COP	7.50%	Mensual	57	108	165	166	178	191	206	-	2,309	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Compañía General	Colombia	COP	7.50%	Mensual	46	94	140	133	143	154	165	-	1,881	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Inversiones Maconelli S.A.S	Colombia	COP	11.27%	Anual	127	-	127	-	-	-	-	-	1,056	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Agropecuaria Figrificio Rodero Ltda.	Colombia	COP	13.11%	Anual	93	-	93	-	-	-	-	-	910	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Transportes Especiales Aliados S.A.S	Colombia	COP	4.14%	Mensual	432	1,300	1,732	320	-	-	-	-	320	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Busexpress S.A.	Colombia	COP	9.50%	Mensual	161	481	642	680	71	-	-	-	761	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	ALD Automotiv	Colombia	COP	9.25%	Mensual	100	163	263	148	30	-	-	-	178	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	11.79%	Anual	79	4	83	3	5	5	6	-	1,547	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	6.71%	Mensual	280	220	500	109	95	99	56	-	257	
Extranjero	Enel Colombia S.A. ESP	Colombia	Extranjero	Acreedores Varios	Colombia	COP	13.41%	Trimestral	5	-	5	1	1	1	-	-	94	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	BR Properties S/A	Brasil	BRL	16.74%	Mensual	339	586	925	898	1,053	1,235	1,449	-	6,494	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	JSL Locacoes Ltda.	Brasil	BRL	11.02%	Mensual	1,492	4,451	5,943	6,505	7,222	7,466	-	-	21,139	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Vamos Locacao de Caminhões	Brasil	BRL	11.82%	Mensual	223	154	377	133	150	170	15	-	468	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	8.97%	Mensual	599	268	867	90	-	-	-	-	90	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	DHL Logística Ltda.	Brasil	BRL	11.41%	Mensual	278	774	1,052	895	79	-	-	-	1,954	
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.36%	Mensual	456	674	1,130	458	288	29	-	-	776	
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	15.26%	Mensual	54	69	123	29	46	53	61	-	142	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Corra MG	Perú	USD	2.23%	Mensual	150	469	619	653	688	724	762	-	2,756	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	8.29%	Mensual	60	192	262	256	38	-	-	-	294	
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	2.67%	Mensual	26	77	103	96	22	-	-	-	118	
Extranjero	Enel X Brasil	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	11.96%	Mensual	98	78	177	78	85	87	97	-	867	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Amplo de Seguridade Social - Brasilstros	Brasil	BRL	15.53%	Mensual	148	199	347	308	352	408	475	-	1,945	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	570	257	827	87	-	-	-	-	827	
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	12.91%	Mensual	195	516	711	325	206	219	230	-	687	
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.17%	Mensual	13	21	34	28	18	20	24	-	168	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundo de Investimento Imobiliario Patrimonial III	Brasil	BRL	12.24%	Mensual	987	-	987	831	904	1,006	-	-	2,741	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Fundacao Coeloa de Seguridade Social - Falace	Brasil	BRL	9.35%	Mensual	844	-	844	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	LM Transportes Interestaduais Servicos E Comercio S.A.	Brasil	BRL	11.61%	Mensual	261	164	425	103	-	-	-	-	103	
Extranjero	Enel Distribución Rio S.A.	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.15%	Mensual	305	583	888	850	972	1,072	980	-	2,424	
Extranjero	EDESUR	Argentina	Extranjero	Acreedores Varios	Argentina	ARS	0.62%	Mensual	-	13	13	4	-	-	-	-	-	4
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande	Brasil	Extranjero	Acreedores Varios	Brasil	BRL	14.85%	Mensual	4	37	41	8	9	10	12	-	42	
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Inversiones Hayat	Panamá	USD	4.95%	Mensual	73	220	293	192	192	192	192	-	960	
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Extranjero	Panamá Car Rental	Panamá	USD	5.50%	Mensual	47	141	188	93	93	49	-	-	295	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Bira S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	-	269	-	-	-	1,316	
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	289	
Extranjero	Enel Renovables S.R.L.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	8.89%	Mensual	63	188	261	72	72	72	72	-	982	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	7.20%	Anual	13	-	13	-	-	-	-	-	560	
Extranjero	Generadora de Occidente Ltda.	Guatemala	Extranjero	Agrícola Mamusa S.A.	Guatemala	USD	7.20%	Mensual	57	-	57	-	-	-	-	-	2,488	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Acreedores Varios	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	32	-	32	-	-	-	-	-	627	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agroindustria Californa S.A. (Pedro Rojas)	Guatemala	USD	9.68%	Mensual	45	-	45	-	-	-	-	-	877	
Extranjero	Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Extranjero	Agropecuaria San Antonio Quenens	Guatemala	USD	9.68%	Anual	43	-	43	-	-	-	-	-	834	
Extranjero	Enel Costa Rica CAM S.A.	Costa Rica	Extranjero	Acreedores Varios	Costa Rica	USD	8.50%	Mensual	9	29	38	45	51	58	66	-	424	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	PEN	9.14%	Mensual	13	40	53	33	-	-	-	-	33	
Extranjero	EGP Perú S.A.	Perú	Extranjero	Acreedores Varios	Perú	USD	2.01%	Mensual	52	158	210	125	-	-	-	-	125	
Extranjero	Progreso Solar S.A.	Panamá	Extranjero	Valentin Lozano Castillo	Panamá	USD	6.33%	Mensual	12	37	49	67	67	67	67	-	545	
Extranjero	Generadora Solar Austral	Panamá	Extranjero	Generador Páidra	Panamá	USD	6.75%	Mensual	12	37	49	69	69	69	69	-	578	
Extranjero	Jaguato Solar 10MW, S.A.	Panamá	Extranjero	Acreedores Varios	Panamá	USD	6.75%	Mensual	3	10	13	32	32	32	32	-	260	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	TS-19 Participacoes Ltda.	Brasil	BRL	14.06%	Mensual	145	25	170	37	43	49	56	-	120	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Estralos Projetos e Servicos	Brasil	BRL	18.83%	Mensual	20	9	29	15	18	21	25	-	1,066	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Marta de Moraes Santos	Brasil	BRL	18.83%	Mensual	30	13	43	21	25	29	35	-	1,663	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Localiza Rent a Car S.A.	Brasil	BRL	12.36%	Mensual	363	1,131	1,494	-	-	-	-	-	545	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Terra Fundo de Investimento Imobiliario	Brasil	BRL	12.54%	Mensual	11	15	19	12	13	15	17	-	771	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria José Campos de Lima	Brasil	BRL	14.27%	Mensual	170	3	173	10	11	13	16	-	943	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação Comunitaria a Agroporatoril dos Pequenos Produtores de Rurais de Bicas II	Brasil	BRL	15.35%	Mensual	14	4	18	5	5	6	7	-	1,054	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Associação dos Pequenos Produtores Rurais de Queiro Dantas	Brasil	BRL	12.54%	Mensual	12	4	16	6	7	8	9	-	1,051	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Campo Alegre Empreendimentos Rurais Ltda.	Brasil	BRL	11.37%	Mensual	18	4	22	14	16	13	15	-	2,082	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Maria Petterman Rataczyc	Brasil	BRL	13.10%	Mensual	22	114	136	124	143	160	157	-	410	
Extranjero	Enel Brasil	Brasil	Extranjero	Fundacao Coeloa de Seguridade Social	Brasil	BRL	15.28%</											

21.2 Flujos futuros de deuda no descontados

A continuación, se muestran los flujos de deuda no descontados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2023									
			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		
Argentina	ARS	0,62%	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	COP	10,86%	3.080	7.706	10.786	11.483	10.529	9.699	9.002	60.799	101.512	
Brasil	BRL	12,83%	8.955	23.738	32.693	28.698	31.192	15.208	13.813	348.925	437.836	
Panamá	US\$	7,72%	85	1.699	1.784	435	424	408	395	6.887	8.549	
Guatemala	US\$	8,26%	176	513	689	2.618	1.043	1.003	964	6.108	11.736	
Costa Rica	US\$	8,50%	23	69	92	96	96	95	95	365	747	
Total			12.322	33.725	46.047	43.330	43.284	26.413	24.269	423.084	560.380	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	al 31.12.2022								
			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	
Argentina	ARS	0,62%	1	6	7	4	-	-	-	-	4
Perú	US\$	2,99%	674	2.000	2.674	2.706	2.652	2.618	2.629	9.037	19.642
Perú	PEN	7,39%	523	4.554	5.077	1.964	188	60	50	-	2.262
Colombia	COP	8,53%	2.395	6.487	8.882	8.450	6.953	6.558	6.198	44.011	72.170
Brasil	BRL	13,38%	10.223	23.037	33.260	26.078	27.111	22.213	12.365	189.245	277.012
Panamá	US\$	7,72%	100	1.556	1.656	758	688	614	594	7.401	10.055
Guatemala	US\$	8,26%	141	425	566	1.758	1.096	1.058	1.019	7.687	12.618
Costa Rica	US\$	8,50%	24	72	96	98	101	103	105	518	925
Total			14.081	38.137	52.218	41.816	38.789	33.224	22.960	257.899	394.688

22. Política de gestión de riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas siguen las directrices del Sistema de Control Interno y Gestión de Riesgos (SCIGR) definido a nivel de 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 aplican en los diferentes niveles de las Compañías del Grupo Enel Américas, en los procesos de identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo 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 Américas 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 Control y Gestión de Riesgos dentro de la Compañía, que es revisada y aprobada cada año por el Directorio de Enel Américas, 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 de riesgos: financieros; estratégicos; gobernanza y cultura; tecnología digital; *compliance*; y operacional; y 37 sub-categorías de riesgos para identificar, analizar, evaluar, tratar, monitorear y comunicar sus riesgos.

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 de Enel Américas, 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.

22.1 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 mitighen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

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

Posición bruta:

	al 31.12.2023 %	al 31.12.2022 %
Tasa de interés fija	20%	24%

Este ratio considera sólo operaciones de deuda con terceros y con Enel Finance International, si hubiese.

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.

Como es de conocimiento público, la tasa LIBOR en dólares estadounidenses ("Libor") fue descontinuada el 30 de junio de 2023, y fue sustituida por la tasa de referencia SOFR. En junio 2023, el Grupo Enel Américas finalizó exitosamente la transición de Libor-SOFR del 100% de sus contratos financieros, en línea con los estándares de mercado.

22.2 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 para realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, 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.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enel Américas 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 para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Durante el 2023, 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.

22.3 Riesgo de commodities

El Grupo Enel Américas podría encontrarse 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. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a 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 de 2023.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología 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 de 2023 y 2022, no existen operaciones de compra o venta de futuros de energía con la finalidad de cobertura del portafolio de contratación.

22.4 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 periodo 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 y derivados financieros ver Notas 20 y 23.

Al 31 de diciembre de 2023, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de MUS\$ 1.500.184 en efectivo y otros medios equivalentes. Al 31 de diciembre de 2022, el Grupo Enel Américas tenía una liquidez de MUS\$ 1.121.693 en efectivo y otros medios equivalentes y MUS\$ 765.000 en líneas de crédito de largo plazo disponible de forma incondicional.

22.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enel Américas realiza la administración del riesgo crediticio aplicando las políticas del grupo, que buscan mitigar impactos, a partir de la evaluación del perfil de riesgo de las contrapartes, análisis de la probabilidad de pagos y cumplimientos, estudio de capacidad crediticia, definición de límites de crédito, definición de límites de exposición, condiciones de pago y monitoreo de las operaciones mientras permanecen vigentes.

Cuentas por cobrar comerciales:

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en lo referente a carteras o cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo históricamente está acotado por las acciones y gestión oportuna de cobranzas preventiva y persuasiva para garantizar el recaudo, así mismo, los plazos de cobro a los clientes es corto, haciendo que no acumulen individualmente montos muy significativos antes de aplicar la suspensión del suministro por morosidad, de acuerdo con las condiciones contractuales y regulación vigente en cada país. Para este fin se realiza seguimiento y monitoreo permanente a los clientes determinando su *score* o puntaje, con base a su perfil de pago.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo con la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado. A la fecha, se están realizando las actividades de corte de suministro con normalidad en todos los países que opera Enel Américas, excepto en los casos donde el corte está restringido debido a temas legales, características y atributos de algunos clientes o de sus regiones.

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 los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando estos últimos por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

22.6 Medición del riesgo

El Grupo Enel Américas 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, incluyendo:

- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- 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 periodo (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 MUS\$883.040.

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.

23. Instrumentos financieros

23.1 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 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	3.050.382	-	-
Instrumentos derivados	28	-	-	1.772
Otros activos de carácter financiero	135.731	17.148	-	-
Total Corriente	135.759	3.067.530	-	1.772
Instrumentos de patrimonio	-	-	5.857	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	424.903	-	-
Instrumentos derivados	104.210	-	-	81.282
Otros activos de carácter financiero	4.507.509	386.369	-	-
Total No Corriente	4.611.719	811.272	5.857	81.282
Total	4.747.478	3.878.802	5.857	83.054

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022			
	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Activos financieros medidos a costo amortizado	Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	Derivados financieros de cobertura
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	4.450.411	-	-
Instrumentos derivados	20.518	-	-	15.123
Otros activos de carácter financiero	164.357	15.675	-	-
Total Corriente	184.875	4.466.086	-	15.123
Instrumentos de patrimonio	-	-	22.180	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	-	479.642	-	-
Instrumentos derivados	40.783	-	-	86.665
Otros activos de carácter financiero	3.665.498	358.360	-	-
Total No Corriente	3.706.281	838.002	22.180	86.665
Total	3.891.156	5.304.088	22.180	101.788

- b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.501.681	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	5.519.799	-
Instrumentos derivados	46.013	-	158.068
Otros pasivos de carácter financiero	611	26.143	-
Total Corriente	46.624	7.047.623	158.068
Préstamos que devengan interés	-	4.963.859	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	1.961.604	-
Instrumentos derivados	28.063	-	47.251
Otros pasivos de carácter financiero	-	169.862	-
Total No Corriente	28.063	7.095.325	47.251
Total	74.687	14.142.948	205.319

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022		
	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados	Pasivos financieros medidos a costo amortizado	Derivados financieros de cobertura
Préstamos que devengan interés	-	1.191.605	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	5.606.507	-
Instrumentos derivados	40.834	-	79.416
Otros pasivos de carácter financiero	2.024	34.905	-
Total Corriente	42.858	6.833.017	79.416
Préstamos que devengan interés	-	5.132.513	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	2.825.301	-
Instrumentos derivados	46.529	-	91.078
Otros pasivos de carácter financiero	-	176.686	-
Total No Corriente	47.534	8.134.500	91.078
Total	90.392	14.967.517	170.494

23.2 Instrumentos derivados

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

La compañía 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 2023 y 2022, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cobertura de tipo de Interés:	1.039	116.274	7.279	-	1.043	38.111	29.755	7.814
Cobertura flujos de caja	1.011	7.759	-	-	1.030	16.830	18.270	-
Cobertura de valor razonable	28	108.515	7.279	-	13	21.281	11.485	7.814
Cobertura de tipo de cambio:	761	69.218	196.802	75.314	34.598	89.337	90.495	129.793
Cobertura de flujos de caja	761	56.056	173.884	40.248	16.279	73.513	65.912	129.793
Cobertura de valor razonable	-	13.162	22.918	35.066	18.319	15.824	24.583	-
Total	1.800	185.492	204.081	75.314	35.641	127.448	120.250	137.607

A su vez, de forma complementaria se presenta el detalle de los instrumentos y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Instrumentos de cobertura de deuda	1.208	185.492	182.323	74.990	35.510	127.448	102.464	137.594
Instrumentos de cobertura de inversión	592	-	11.296	-	-	-	-	-
Instrumentos de cobertura de ingresos operacionales	-	-	10.462	324	112	-	17.704	13
Otros	-	-	-	-	19	-	82	-
TOTAL	1.800	185.492	204.081	75.314	35.641	127.448	120.250	137.607

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación, se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre		
		al 31.12.2023	al 31.12.2022	
		SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(14.720)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(90.903)	(43.478)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(92.077)	(58.934)
FORWARD	Tipo de cambio	Ingresos Operacionales	(10.786)	3.339
FORWARD	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	17.321
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(69)	(61)
FORWARD	Tipo de cambio	Inversiones de Propiedades, planta y equipo	(10.704)	(9.596)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable no existen partidas registradas en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023 y 2022.

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

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Activos	Activos	Pasivos	Pasivos	Activos	Activos	Pasivos	Pasivos
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	4.762	-	611	-	6.741	-	2.024	1.005

- (1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las subsidiarias en el exterior e inversiones de propiedades, planta y equipo. 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 instrumentos derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2023 y 2022, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Valor Razonable	al 31.12.2023						Total
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés:	110.034	67.901	8.000	277.901	8.000	8.000	469.899	839.701
Cobertura de flujos de caja	8.770	67.901	8.000	277.901	8.000	8.000	469.899	839.701
Cobertura de valor razonable	101.264	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(202.137)	1.102.721	491.574	132.339	46.276	17.661	290.732	2.081.303
Cobertura de flujos de caja	(157.315)	1.093.296	286.667	79.628	17.661	17.661	80.671	1.575.584
Cobertura de valor razonable	(44.822)	9.425	204.907	52.711	28.615	-	210.061	505.719
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.151	16.843	-	-	-	-	-	16.843
Total	(87.952)	1.187.465	499.574	410.240	54.276	25.661	760.631	2.937.847

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Valor Razonable	al 31.12.2022						Total
		Valor Nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	
Cobertura de tipo de interés:	1.584	8.000	63.580	8.000	244.481	8.000	446.309	778.370
Cobertura de flujos de caja	(411)	8.000	63.580	8.000	244.481	8.000	446.309	778.370
Cobertura de valor razonable	1.995	-	-	-	-	-	-	-
Cobertura de tipo de cambio:	(96.353)	1.474.222	747.199	384.555	123.958	44.105	227.274	3.001.313
Cobertura de flujos de caja	(105.913)	1.274.706	731.730	252.398	75.050	17.554	98.238	2.449.676
Cobertura de valor razonable	9.560	199.516	15.469	132.157	48.908	26.551	129.036	551.637
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.712	27.727	-	50.234	-	-	-	77.961
Total	(91.057)	1.509.949	810.779	442.789	368.439	52.105	673.583	3.857.644

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.

23.3 Jerarquías del valor razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023	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	65.587	-	65.587	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	121.705	-	121.705	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.762	-	4.762	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	5.858	-	5.858	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	4.638.478	130.971	4.507.507	-
Total	4.836.390	130.971	4.705.419	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	214.132	-	214.132	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	65.263	-	65.263	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	611	-	611	-
Total	280.006	-	280.006	-

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022	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	107.651	-	107.651	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	55.437	-	55.437	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	6.741	-	6.741	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en otro resultado Integral	22.180	-	22.180	-
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultado	3.823.115	157.620	3.665.495	-
Total	4.015.124	157.620	3.857.504	-
Pasivos Financieros:				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	213.975	-	213.975	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	43.882	-	43.882	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.029	-	3.029	-
Total	260.886	-	260.886	-

24. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes y no corrientes

El detalle de acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No Corriente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Acreedores comerciales				
Proveedores por compra de energía	923.440	826.726	5.151	9.517
Proveedores por compra de combustibles y gas	1.426	14.897	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	1.266.680	1.321.486	29.402	23.392
Cuentas por pagar por compra de activos	94.138	88.478	-	-
Sub total	2.285.684	2.251.587	34.553	32.909
Otras cuentas por pagar				
Dividendos por pagar a terceros	48.962	3.289	-	-
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	7.503	662.312	118.097	-
Multas y reclamaciones (2)	13.869	27.168	1.767	6.046
Obligaciones investigación y desarrollo	117.839	114.700	45.758	29.524
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	15.872	48.013	-	-
Cuentas por pagar al personal	141.716	153.249	843	520
PIS/COFINS sobre IVA para ser devueltos al consumidor (3)	355.710	341.380	1.168.929	1.485.493
Pasivo Regulatorio Filiales Brasileñas (4)	476.803	475.463	209.991	327.888
Acuerdo Enel Distribución Sao Paulo con Eletrobras (5)	13.645	67.200	-	10.996
Otras cuentas por pagar	208.042	161.318	68.603	71.274
Sub total	1.399.961	2.054.092	1.613.988	1.931.741
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	3.685.645	4.305.679	1.648.541	1.964.650

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota 22.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2023, en nuestra subsidiaria Edesur, se incluyen MUS\$ 125.600 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (MUS\$ 662.312 al 31 de diciembre de 2022). Ver nota 36.5 (ii).

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra subsidiaria Edesur ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino, el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. Al 31 de diciembre de 2023, se incluye MUS\$ 10.691 (MUS\$ 22.651 al 31 de diciembre de 2022) como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016.

(3) Ver nota 9, referente a Impuestos PIS/COFINS a recuperar.

(4) ver nota 10 Activos sectoriales Brasil.

(5) Corresponde a un acuerdo efectuado por Enel Distribución Sao Paulo y Eletrobrás que puso término a un juicio que ambas partes mantenían desde 1986, relacionado con un contrato de fondos firmado dicho año. Este acuerdo se pagará en un periodo de cinco años hasta junio 2024.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2023 y 2022, se expone en Anexo 4.

25. Provisiones

a) El desglose de las provisiones al 31 de Diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Corriente		No corriente	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Por reclamaciones legales (*)	117.331	135.842	573.867	534.231
Por desmantelamiento o restauración (**)	3.670	30.882	17.401	77.896
Provisión Medio Ambiente (***)	42.759	6.521	41.845	17.880
Otras provisiones	2.837	7.165	5.909	9.526
Total	166.597	180.410	639.022	639.533

(*) Las principales contingencias se revelan en nota 36.3.

(**) Al 31 de diciembre de 2023, las provisiones de desmantelamiento provienen principalmente de subsidiarias de generación de energías renovables de Brasil.

(***) Corresponde principalmente a obligaciones medioambientales de la subsidiaria Enel Colombia S.A., donde destacan: Central Hidroeléctrica El Quimbo: Obligaciones derivadas de la licencia ambiental y obras para el proyecto, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central; Plan de compensación Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR): Plan de compensación asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación; Parque Solar El Paso: las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 01.01.2023	670.073	108.778	41.092	819.943
Movimiento en Provisiones				
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	146.946	(70.745)	42.173	118.374
Provisión Utilizada	(136.223)	(5.444)	(4.073)	(145.740)
Actualización efectos	67.891	7.515	3.384	78.790
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	15.833	9.876	11.919	37.628
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(63.948)	3.098	309	(60.541)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(9.374)	(32.007)	(1.454)	(42.835)
Total Movimientos en Provisiones	21.125	(87.707)	52.258	(14.324)
Saldo final al 31.12.2023	691.198	21.071	93.350	805.619

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 01.01.2022	831.196	114.036	58.431	1.003.663
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	162.377	1.407	(2.061)	161.723
Provisión Utilizada	(90.909)	(4.392)	(4.715)	(100.016)
Actualización efectos	83.211	7.214	(173)	90.252
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	1.757	(9.487)	(8.629)	(16.359)
Transferencia a (pérdidas) y ganancias	(70.800)	-	1	(70.799)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	(246.759)	-	(1.762)	(248.521)
Total Movimientos en Provisiones	(161.123)	(5.258)	(17.339)	(183.720)
Saldo final al 31.12.2022	670.073	108.778	41.092	819.943

26. Obligaciones por beneficios post empleo

26.1 Aspectos generales:

Enel Américas y algunas de sus subsidiarias radicadas en Brasil, Colombia, Panamá y Argentina otorgan 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 siguiendo los criterios descritos en la nota 3.m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

- **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.
- **Plan de salud:** De acuerdo con el convenio Colectivo las compañías proporcionan un Plan de Salud para sus trabajadores. Este Beneficio es otorgado a los funcionarios de las compañías brasileñas (Enel Distribución Rio S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.) y Enel Colombia.

b) Otros Beneficios:

- **Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Colombia.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un periodo mínimo de tiempo, 5 años, este beneficio es otorgado a los trabajadores de Enel Américas.
- **Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio). Rige para los Trabajadores de Enel Colombia.
- **Planes de Educación y Energía:** De acuerdo con el Convenio Colectivo, Enel Colombia otorga a sus trabajadores beneficios de Educación y Tarifa Eléctrica.

c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

26.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Obligaciones post empleo	3.665.049	3.219.935
(-) Plan de activos (*)	(2.108.471)	(1.892.080)
Total	1.556.578	1.327.855
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	38.516	57.740
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	5.028	2.826
Total Obligaciones Post Empleo, neto (i)	1.600.122	1.388.421

(i) Obligaciones Post Empleo, neto

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Planes de Pensión	1.511.102	1.311.418
Planes de Salud	65.285	52.955
Otros Planes	23.735	24.048
Total Obligaciones Post Empleo, neto	1.600.122	1.388.421

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras subsidiarias radicadas en Brasil (Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A.).

(**) En Enel Distribución Ceará S.A., ciertos planes de pensiones presentan un superávit actuarial por un monto de MUS\$ 38.516 al 31 de diciembre de 2023 (MUS\$ 44.288 y MUS\$ 13.452 al 31 de diciembre de 2022 correspondiente a Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Río S.A. respectivamente). Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF, ya que de acuerdo con las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***) En Enel Distribución Río S.A., de acuerdo con lo establecido por la CINIIF 14, al 31 de diciembre de 2023 se registraron MUS\$ 5.028 (MUS\$ 2.826 al 31 de diciembre de 2022) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa Río firmó con Brasileiros (institución de fondos de pensiones que gestiona los planes complementarios para los empleados y jubilados), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

- b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	3.807	5.612	(27)
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	337.759	323.648	249.523
Ingresos por intereses activos del plan	(201.519)	(191.050)	(139.319)
Costos de Servicios Pasados	-	(8)	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	6.665	2.551	1.032
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	146.712	140.753	111.209
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos reconocidos en otros resultados integrales	194.239	16.747	(9.312)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	340.951	157.500	101.897

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es la siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2022	1.423.481
Costo Neto por Intereses	134.791
Costos de los Servicios en el Período	6.151
Beneficios Pagados en el Período	(11.518)
Aportaciones del Período	(205.578)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(231.949)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	106.104
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	116.026
Cambios del Límite de Activo	30.927
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(2.087)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8)
Transferencia a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(30.268)
Traspaso del personal	2.320
Diferencias de conversión	50.029
Saldo final al 31.12.2022	1.388.421
Costo Neto por Intereses	142.905
Costos de los Servicios en el Período	3.807
Beneficios Pagados en el Período	(9.834)
Aportaciones del Período	(241.871)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	216.737
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(61.505)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	67.350
Cambios del Límite de Activo	(29.935)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	1.592
Transferencia a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(4.356)
Traspaso del personal	3.451
Diferencias de conversión	123.360
Saldo final al 31.12.2023	1.600.122

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2022	3.357.838
Costo del servicio corriente	6.151
Costo por intereses	323.290
Aportaciones Efectuadas por los participantes	99
Diferencia de conversión de moneda extranjera	156.084
Contribuciones pagadas	(365.443)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(8)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(134.551)
Traspaso del personal	2.320
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(231.949)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	106.104
Saldo final al 31.12.2022	3.219.935
Costo del servicio corriente	3.807
Costo por intereses	337.759
Aportaciones Efectuadas por los participantes	86
Diferencia de conversión de moneda extranjera	284.546
Contribuciones pagadas	(335.411)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	(4.356)
Traspaso del personal	3.451
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	216.737
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	(61.505)
Saldo final al 31.12.2023	3.665.049

Al 31 de diciembre de 2023, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,03% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,06% a 31 de diciembre de 2022), en un 95,95% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (96,74% a 31 de diciembre de 2022), en un 3,75% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (2,52% a 31 de diciembre 2022), en un 0,26% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (0,54% a 31 de diciembre de 2022), el 0% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,13% al 31 de diciembre de 2022) y el 0,01% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas de Enel Panamá (0,01% al 31 de diciembre de 2022).

Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2022	(1.962.668)
Ingresos por intereses	(191.050)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	116.026
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(106.919)
Aportaciones del empleador	(205.578)
Aportaciones pagadas	(99)
Traspaso a Mantenedos para la venta (ver nota 6)	104.283
Contribuciones pagadas	353.925
Saldo final al 31.12.2022	(1.892.080)
Ingresos por intereses	(201.519)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	67.350
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(165.842)
Aportaciones del empleador	(241.871)
Aportaciones pagadas	(86)
Contribuciones pagadas	325.577
Saldo final al 31.12.2023	(2.108.471)

e) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$				
	al 31.12.2023		al 31.12.2022	
Acciones (renta variable)	108.075	5,12%	234.008	12,37%
Activos de renta fija	1.853.949	87,93%	1.499.608	79,26%
Inversiones inmobiliarias	61.349	2,91%	63.559	3,36%
Otros	85.098	4,04%	94.905	5,01%
Total	2.108.471	100%	1.892.080	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras subsidiarias brasileñas, Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A. y Enel Distribución Sao Paulo S.A., mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, (i) Faelce, una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Enel Distribución Ceará S.A. mantiene acciones comunes de Enel Distribución Ceará S.A. y (ii) Brasileiros, una institución similar para los empleados de Enel Distribución Río S.A., (iii) Vivest, entidad de previsión privada responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo mantienen acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, las fundaciones Faelce y Brasileiros, tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Enel Distribución Río S.A. y Enel Distribución Ceará S.A.

A continuación, se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en arriendos e inmuebles propios del Grupo.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$		
	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Inmuebles	23.344	21.346
Total	23.344	21.346

f) Conciliación Techo del activo:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	
Saldo inicial al 01.01.2022	23.804
Intereses de Activo no reconocidos	2.437
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	30.927
Diferencias de Conversión	572
Saldo final al 31.12.2022	57.740
Intereses de Activo no reconocidos	6.354
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(29.935)
Diferencias de Conversión	4.357
Saldo final al 31.12.2023	38.516

26.3 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 2023 y 2022:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru (1)
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2022
Tasas de descuento utilizadas	5.31%	5.40%	9.93% - 10.09%	10.40%	7.30%	9.51%	179.96%	92.49% - 100.03%	8.00%
Tasa esperada de incrementos salariales	3.80%	3.80%	5.02% - 5.55%	4.52% - 5.04%	8.66%	8.49%	166.63%	83.32% - 90.50%	4.00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	AT2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 y RV-M-2014	CB-H-2014 y RV-M-2014	SPP-S-2017
Tasa de rotación esperada	7.13%	5.79%	12.63%	7.09%	0.26%	0.25%	1.33%	1.06%	5.62%

(1) Ver Nota 6.

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2023 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 MUS\$ 283.831 (MUS\$ 225.962 al 31 de diciembre de 2022) en caso de un alza en la tasa y un aumento de MUS\$ 306.842 (MUS\$ 259.231 al 31 de diciembre de 2022) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fueron de MUS\$ 7.751, MUS\$9.406 y MUS\$ 8.118, respectivamente.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos (neto de activo) para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a MUS\$ 274.435.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las obligaciones del Grupo Enel Américas corresponde a 9,04 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 10 años es como sigue:

Años	MUS\$
1	364.016
2	348.624
3	342.186
4	334.182
5	312.459
6 a 10	1.446.632

- Planes multi-patronales Enel Distribución Sao Paulo:**

Vivest, es la entidad responsable de la administración de los planes de beneficios patrocinados por Enel Distribución Sao Paulo S.A. Enel Distribución Sao Paulo S.A., por medio de negociaciones con los sindicatos representativos, reformuló el plan en 1997, considerando como característica principal un modelo mixto, compuesto del 70% del salario real de contribución como beneficio definido y el 30% del salario real de contribución como contribución establecida. Esta reformulación tuvo como objetivo considerar el déficit técnico actuarial y disminuir el riesgo de futuros déficits.

El 2 de mayo de 2019 (vigente a partir del 1 junio de 2019) se aprobó el cierre del plan para el ingreso de nuevos participantes, los que ya estaban continúan con las mismas condiciones anteriores. Por otra parte, el ente regulador (PREVIC) aprobó la apertura del nuevo plan de Contribución definida para la incorporación de nuevos empleados – Plan CD I.

27. Patrimonio

27.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

27.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2023 asciende a MUS\$ 15.799.227 representado por 107.279.889.530 acciones autorizadas. Al 31 de diciembre de 2022 asciende a MUS\$ 15.799.499 representado por 107.281.698.561 acciones autorizadas. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 31 de diciembre de 2022 ascendieron a MUS\$ 272 representadas por 1.809.031 acciones, las que fueron adquiridas como resultado del proceso de fusión con EGP Américas (ver nota 5). Durante el primer trimestre de 2023, como no se procedió a la enajenación de las acciones de autocartera, se efectuó la disminución del capital de Enel Américas de pleno derecho, por lo que el capital estatutario quedó reducido en la suma de MUS\$ 272.

Cambios en el Capital Emitido

- Operación de integración societaria de compañías generadoras de energías renovable no convencionales en Centroamérica y Sudamérica (excepto Chile)

Con fecha 18 de diciembre de 2020, en Junta Extraordinaria de Accionistas de la compañía se aprobó:

- (i) Reducir del capital gastos de emisión y colocación de acciones por MUS\$ 20.797, relacionados al proceso de aumento de capital realizado en 2019; y
- (ii) La propuesta de fusión por incorporación de EGP Américas SpA ("EGP Américas") en Enel Américas (la "Fusión"). En virtud de la Fusión, Enel Américas adquirirá todos los activos y pasivos de EGP Américas y la sucederá en todos sus derechos y obligaciones, permitiéndole a la Sociedad controlar y consolidar la propiedad del negocio y activos de generación de energías renovables no convencionales que Enel Green Power S.p.A. desarrolla y posee en Centro y Sudamérica (excepto Chile).

Con el fin de materializar la Fusión, la Junta aprobó aumentar el capital de Enel Américas en la suma de MUS\$6.036.421, mediante la emisión de 31.195.387.525 nuevas acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal, las que quedaron íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de EGP Américas, como sociedad absorbida, una vez que la Fusión surtiera efecto. Para tales propósitos, se entregarían 0,41 acciones de Enel Américas por cada acción de EGP Américas que tuviere el único accionista de ésta última, sin considerar fracciones de acciones.

Con fecha 1 de abril de 2021 se perfeccionó la Fusión, una vez verificado el cumplimiento de todas las condiciones suspensivas copulativas acordadas por la Junta (ver Nota 5).

A continuación, se detallan los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia del proceso de reorganización societaria antes descrito:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión			76.086.311.036
	Número de Acciones	Razón de Intercambio de Acciones	Número de Acciones
Fusión con EGP Américas (1)			
Acciones de Enel Spa	76.086.311.039	0,41	31.195.387.525
Recompra de Acciones (2)			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enel Américas	(1.809.031)		(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			107.219.889.530
Número total de acciones capital emitidos			107.281.698.561
Número total de acciones propias en cartera			(1.809.031)
Número de acciones en circulación Enel Américas posterior a la fusión			107.279.889.530

(1) La valoración del aumento de capital por la fusión fue de MUS\$ 6.036.421.

(2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de MUS\$ 272.

27.1.2 Dividendos

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos tres años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de acuerdo	Fecha de Pago	Monto Total MUS\$	Dolar por Acción	Imputado al Ejercicio
103	Definitivo	29/04/2021	28/05/2021	339.607	0,00317	2020
104	Provisorio	25/11/2021	28/01/2022	93.319	0,00087	2021
105	Definitivo	26/04/2022	31/05/2022	128.939	0,00120	2021
106	Provisorio	29/11/2023	26/01/2024	117.411	0,00109	2023

27.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2023	2022	2021
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(1.033.934)	(693.327)	(582.526)
Enel Brasil S.A.	(1.868.029)	(2.443.231)	(3.253.511)
Enel Argentina S.A.	(735.641)	(502.765)	(306.418)
Hidroinvest S.A.	(122.274)	(88.367)	(61.360)
Enel Colombia S.A. E.S.P.	(123.991)	(502.408)	(194.250)
Enel Generación El Chocón S.A.	(497.186)	(450.984)	(398.269)
Enel Perú S.A.	(128.261)	(157.852)	(201.701)
Enel Panamá CAM S.R.L. (ex Enel Green Power Panamá S.R.L.)	(20.770)	14.090	-
Enel Costa Rica CAM S.A. (ex Enel Green Power Costa Rica S.A.)	(6.911)	8.881	-
Enel Guatemala S.A. (ex Enel Green Power Guatemala S.A.)	(15.083)	14.092	-
Otros	(9.811)	(2.550)	(263.637)
Total	(4.561.891)	(4.804.421)	(5.261.672)

Para mayor información, ver Nota 2.9.

27.3 Gestión del capital

El objetivo de Enel Américas S.A. 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.

27.4 Restricciones a la disposición de fondos de las subsidiarias (Nota de Patrimonio)

La compañía tiene algunas subsidiarias que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de diciembre de 2023, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus subsidiarias Enel Brasil y Enel Perú asciende a MUS\$ 116.925 y MUS\$ 599.479, respectivamente.

27.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, fueron los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	al 01.01.2023	Movimiento 2023	al 31.12.2023
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.804.421)	242.530	(4.561.891)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	(65.030)	(19.771)	(84.801)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(1.366)	(6.105)	(7.471)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	(183.875)	480.285	296.410
Otras reservas varias (d)	(3.502.702)	365.636	(3.137.066)
Total	(8.557.394)	1.062.575	(7.494.819)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	al 01.01.2022	Movimiento 2022	al 31.12.2022
Diferencias de cambio por conversión (a)	(5.261.672)	457.251	(4.804.421)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	12.108	(77.138)	(65.030)
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(697)	(669)	(1.366)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	59.796	(243.671)	(183.875)
Otras reservas varias (d)	(3.544.796)	42.094	(3.502.702)
Total	(8.735.261)	177.867	(8.557.394)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$	al 01.01.2021	Movimiento 2021	al 31.12.2021
Diferencias de cambio por conversión (a)	(4.411.549)	(850.123)	(5.261.672)
Coberturas de flujo de efectivo (b)	855	11.253	12.108
Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales	(692)	(5)	(697)
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (c)	93.015	(33.219)	59.796
Otras reservas varias (d)	(2.754.546)	(790.250)	(3.544.796)
Total	(7.072.917)	(1.662.344)	(8.735.261)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras subsidiarias que tienen moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 2.9) y
 - La valoración de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al dólar estadounidense (Nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.g.5).
- c) **Reservas de activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta:** Corresponden a reservas por diferencias de cambio por conversión y reservas de cobertura flujo de efectivo de las compañías que se encuentran clasificadas como mantenidas para la venta (ver nota 6).

d) Otras reservas varias.

A continuación, se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$			
	2023	2022	2021
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(1.345.368)	(1.345.368)	(1.345.368)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	716.712	716.712	716.712
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(456.349)	(456.349)	(456.349)
Reserva transición a las NIIF (4)	(1.490.605)	(1.490.605)	(1.490.605)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(730.748)	(730.748)	(730.748)
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(57.101)	(57.101)	(57.101)
Hiperinflación Argentina (7)	2.082.225	1.690.402	1.149.319
Reserva por aumento de capital año 2021 (8)	(13.944)	(13.944)	(13.944)
Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas (9)	(1.259.422)	(1.259.422)	(1.259.422)
Reserva por fusión de Enel Colombia (10)	(502.910)	(502.910)	-
Otras reservas varias (11)	(79.556)	(53.369)	(57.290)
Total	(3.137.066)	(3.502.702)	(3.544.796)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enel Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enel Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras subsidiarias. Representan el efecto generado por compras de participaciones de subsidiarias bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: 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 del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- 5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.
- 6) Reserva OPA Endesa Américas y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA sobre Endesa Américas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de MUS\$ 56.578. Además, se incluye el efecto por MUS\$ 523 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.
- 7) Corresponde al efecto que han reconocido nuestras subsidiarias en Argentina por aplicación de NIC 29 sobre las cuentas patrimoniales.
- 8) Reserva Aumento de capital año 2021: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 13.944 por concepto de gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t).
- 9) Reserva por fusión de Enel Américas con EGP Américas: Durante el ejercicio 2021, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 1.259.422 como consecuencia de la fusión con EGP Américas, determinados según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común.
- 10) Reserva por fusión de Enel Colombia: Durante el ejercicio 2022, la sociedad registró un cargo de MUS\$ 502.910 como consecuencia de la fusión por absorción de nuestras subsidiarias Emgesa S.A.S. ESP,

Codensa S.A.S. ESP, Enel Green Power Colombia S.A.S. ESP y ESSA2 SpA, efecto que fue determinado según el criterio contable descrito en nota 2.7.5, referido a combinaciones de negocios bajo control común. La nueva razón social de las compañías fusionadas es Enel Colombia S.A. ESP. Para mayor información ver nota 2.4.1

11) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en periodos anteriores.

27.6 Participaciones no controladoras.

El detalle de las principales participaciones no controladoras por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Compañías	%	Participaciones No Controladoras					
		Patrimonio		Resultado			
		al 31.12.2023	al 31.12.2023	al 31.12.2022	2023	2022	2021
Enel Distribución Ceará S.A.	25,95%	234.849	202.088	16.360	32.163	23.672	
Codensa S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	0,00%	-	-	-	19.911	135.660	
Enel Colombia S.A. E.S.P. (ver nota 2.4.1)	42,66%	1.492.632	1.373.211	184.574	287.813	235.623	
Enel Distribución Perú S.A. (ver nota 6.1)	16,85%	157.926	136.456	25.652	21.053	14.350	
Enel Generacion Perú S.A. (ver nota 6.1)	13,05%	120.002	85.955	22.923	26.308	19.949	
Chinango S.A.C. (ver nota 6.1)	30,44%	20.774	19.899	7.614	8.593	7.368	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,91%	218.816	273.974	32.803	52.969	(51.226)	
Enel Generacion Costanera S.A. (ver nota 6.5)	0,00%	-	16.119	-	(27.958)	(14.814)	
Enel Generacion El Chocón S.A.	34,31%	33.111	59.988	7.692	(5.187)	(7.003)	
Inversora Dock Sud S.A. (ver nota 6.5)	42,86%	-	39.681	(2.707)	(50.526)	(2.132)	
Central Dock Sud S.A. (ver nota 6.5)	29,76%	-	35.962	(2.443)	(46.115)	(1.970)	
Enel Generacion Piura S.A. (ver nota 6.1)	3,50%	2.641	2.468	1.352	1.056	567	
Enel Fortuna S.A.	49,95%	213.748	228.648	11.426	27.846	33.293	
Tecnoguat, S.A.	25,00%	4.862	4.800	162	525	265	
Otros		16.797	10.719	2.841	(1.207)	50	
Total		2.516.158	2.489.968	308.249	347.244	393.652	

28. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ingresos de Actividades Ordinarias	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Ventas de energía	9.843.139	10.071.529	11.566.228
Generación	2.934.395	2.487.688	3.449.812
Clientes Regulados	1.157.774	855.713	631.608
Clientes no Regulados	1.339.098	1.306.040	1.205.430
Ventas de Mercado Spot	437.523	325.935	1.612.774
Distribución	6.908.744	7.583.841	8.116.416
Residenciales	3.670.351	4.239.007	4.687.328
Comerciales	1.809.955	1.956.156	1.943.874
Industriales	620.104	683.191	682.371
Otros Consumidores	808.334	705.487	802.843
Otras ventas	22.043	37.510	33.315
Ventas de gas	17.957	20.933	17.417
Ventas de productos y servicios	4.086	16.577	15.898
Otras prestaciones de servicios	1.903.248	1.931.072	1.630.735
Peajes	1.574.001	1.638.245	1.374.399
Arriendo equipos de medida	-	100	116
Prestaciones de servicios y asesorías negocio Distribución (Alumbrado público, empalmes y asesorías eléctricas)	214.904	184.147	163.479
Otras prestaciones	114.343	108.580	92.741
Total Ingresos de actividades ordinarias	11.768.430	12.040.111	13.230.278

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Otros Ingresos	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Ingresos por contratos de construcción	776.810	1.544.147	1.203.370
Actualización activos financieros relacionados a concesiones de distribución de energía eléctrica en Brasil	200.992	156.802	246.750
Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (1)	-	220.083	-
Ingresos por acuerdo regulatorio (2)	-	9.800	-
Otros	141.807	216.260	195.217
Total Otros Ingresos	1.119.609	2.147.092	1.645.337

(1) Ver nota 36.5 (ii) Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones.

(2) Ver nota 36.5 (ii) Acuerdo Marco.

29. Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Compras de energía	(5.184.212)	(5.268.218)	(7.257.539)
Consumo de combustible	(73.892)	(70.459)	(54.082)
Gas	(16.028)	(53.027)	(42.734)
Petróleo	(22.673)	(11.270)	(9.550)
Carbón	(35.191)	(6.162)	(1.798)
Gastos de transporte	(1.190.481)	(1.131.276)	(943.189)
Costos por contratos de construcción	(775.147)	(1.513.002)	(1.186.239)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(447.979)	(386.783)	(357.938)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(7.671.711)	(8.369.738)	(9.798.987)

30. Gastos por beneficios a los empleados

El detalle de los gastos por beneficios a los empleados en los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Sueldos y salarios	(388.461)	(429.224)	(387.591)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(11.558)	(15.010)	(8.091)
Seguridad social y otras cargas sociales	(237.710)	(276.789)	(234.806)
Otros gastos de personal	(1.486)	(6.774)	(35.458)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(639.215)	(727.797)	(665.946)

31. Gasto por depreciación, amortización y pérdida por deterioro de propiedades planta y equipo y activos financieros de acuerdo a NIIF 9

a) El detalle de los gastos por depreciación y amortización por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Depreciación	(451.204)	(524.687)	(479.150)
Amortización	(497.957)	(458.046)	(395.779)
Total	(949.161)	(982.733)	(874.929)

b) El detalle de los rubros referidos a deterioros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación			Distribución			Otro			Total	
	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)
Reversión (Pérdidas) por deterioro Intangibles (ver nota 15)	-	-	-	-	-	-	(1.371)	(750)	-	-	(1.371)
Reversión (Pérdidas) por deterioro plusvalía (ver nota 16)	-	-	-	-	-	-	(5.891)	(17.801)	(9.963)	(5.891)	(17.801)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver notas 6 y 33)	-	(391.776)	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.73.559)
Propiedad, planta y equipo (ver nota 17)	(149.731)	(66.656)	(81.902)	-	(781.782)	-	-	-	-	(149.731)	(87.908)
Total Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	(149.731)	(468.462)	(81.902)	-	(781.782)	-	(5.891)	(20.396)	(10.713)	(155.622)	(1.280.638)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar (ver nota 10)	205	(2.645)	(7.660)	(256.072)	(235.865)	(312.387)	(646)	(2.756)	(1.484)	(266.613)	(641.266)
Otros activos	-	-	-	-	(32.106)	(16.786)	-	-	-	-	(32.106)
Activos y grupos mantenidos para la venta (ver notas 6.1)	-	-	-	-	-	-	-	(12.929)	-	-	(12.929)
Generación por deterioro y reverso de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	205	(2.645)	(7.660)	(256.072)	(267.971)	(329.173)	(646)	(15.685)	(1.484)	(266.613)	(698.317)
Total reverso (pérdidas) por Deterioro	(149.526)	(461.107)	(89.562)	(256.072)	(1.049.753)	(329.173)	(6.537)	(38.080)	(12.197)	(412.136)	(1,546,940)

32. Otros gastos por naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(496.205)	(660.904)	(523.505)
Otros suministros y servicios	(153.827)	(167.154)	(138.494)
Reparaciones y conservación	(148.526)	(119.769)	(172.438)
Gastos administrativos	(104.349)	(93.912)	(96.576)
Primas de seguros	(30.812)	(41.434)	(39.696)
Tributos y tasas	(33.080)	(32.449)	(25.422)
Gastos de publicidad y comunicaciones	(17.744)	(14.022)	(11.029)
Gastos de viaje	(8.077)	(9.072)	(4.085)
Indemnizaciones y multas	(1.137)	(975)	(4.322)
Arrendamientos y cánones	(625)	(3.454)	(10.907)
Gastos de medio ambiente	(399)	(204)	(437)
Total	(994.781)	(1.143.349)	(1.026.911)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021 fueron de MUS\$ 124, MUD\$ 185 y MUS\$ 154, respectivamente.

33. Otras ganancias (pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Disposiciones y bajas inmovilizado material	(877)	12.793	2.649
Pérdida en venta de Inversión Enel Costanera (1)	(87.409)	-	-
Pérdida en venta de inversión Dock Sud (2)	(193.340)	-	-
Indemnización por activos concesionados de CIEN (3)	106.975	-	-
Utilidad en venta de inversión Transmisora de Energía Renovable S.A. (4)	3.169	-	-
Utilidad en venta de inversión compañías ZE (5)	2.359	-	-
Utilidad en venta de inversión Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (6)	50	-	-
Pérdida en venta de inversión Enel Generación Fortaleza S.A (7)	-	(130.727)	-
Pérdida en venta de inversión Enel Distribución Goiás S.A. (8)	(25.814)	(219.417)	-
Otros	97	(85)	543
Total Otras ganancias (pérdidas)	(194.790)	(337.436)	3.192

(1) Ver nota 6.5

(2) Ver nota 6.5

(3) Ver nota 6.6

(4) Ver Nota 6.3

(5) Ver Nota 6.4

(6) Ver Nota 6.7

(7) Ver Nota 6.8

(8) Ver nota 6.9

34. Resultado financiero

El detalle de los ingresos y costos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, es el siguiente:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Efectivo y otros medios equivalentes	187.797	149.233	64.245
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	3	350	3
Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones	77.888	75.043	82.464
Otros ingresos financieros (1)	209.787	274.292	142.937
Total Ingresos Financieros	475.475	498.918	289.649

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Costos Financieros	(1.635.259)	(1.506.385)	(1.024.084)
Préstamos bancarios	(247.057)	(142.832)	(118.647)
Obligaciones con el público	(299.509)	(288.272)	(204.703)
Pasivos por arrendamientos	(23.883)	(21.250)	(951)
Valoración derivados financieros	(233.852)	(209.644)	(106.731)
Actualización financiera de provisiones (2)	(78.790)	(86.276)	(85.071)
Gastos financieros activados	56.133	49.345	16.466
Obligación por beneficios post empleo (3)	(142.872)	(136.391)	(111.239)
Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados	(4.026)	(8.421)	(10.505)
Gastos financieros empresas relacionadas (4)	(117.636)	(141.729)	(63.909)
Otros costos financieros (5)	(543.767)	(520.915)	(338.794)
Resultado por unidades de reajuste (*)	333.192	336.796	30.667
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	84.993	23.714	3.621
Total Costos Financieros	(1.217.074)	(1.145.875)	(989.796)
Total Resultado Financiero	(741.599)	(646.957)	(700.147)

- (1) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023, incluye ingresos financieros de activos regulatorios subsidiarias brasileñas por MUS\$32.348 (MUS\$192.189 y US\$52.784 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente), ingreso financiero por préstamo a Enel Distribución Goiás MUS\$ 34.368 (MUS\$0 y US\$0 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente) (ver nota 10.a).(1).iii), ingreso financiero por cuentas por cobrar Central Vuelta de Obligado Térmica (VOSA) de subsidiarias generación argentina por MUS\$9.134 (MUS\$10.896 y US\$10.636 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente), variación de instrumentos derivados por MUS\$61.220 (MUS\$0 y US\$24.457 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente), actualización monetaria por la mantención de depósitos en procesos judiciales por MUS\$ 14.694 (MUS\$14.382 y US\$6.524 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente) y otros ingresos por MUS\$58.023 (MUS\$56.825 y US\$48.736 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente).
- (2) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023, principalmente se incluyen MUS\$25.884 (MUS\$10.914 y US\$27.870 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente) de nuestra subsidiaria Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Nota 23) y actualización financiera de reclamaciones legales de nuestras subsidiarias brasileñas por MUS\$ 42.364 (MUS\$73.260 y US\$57.839 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente).
- (3) Ver Nota 26.2.c).
- (4) Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2023, son incluidos Intereses por la deuda con Enel Finance International NV por MUS\$92.220 (MUS\$115.769 y US\$39.146 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente) y gastos financieros relacionados con garantías otorgadas por Enel SpA por MUS\$25.416 (MUS\$25.960 y US\$24.763 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente) (ver nota 11.1.c).
- (5) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2023, se incluyen intereses provenientes de la deuda de CAMMESA por MUS\$ 151.414 (MUS\$252.257 y US\$187.277 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente),

Costos bancarios por MUS\$39.018 (MUS\$34.350 y US\$15.741 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente), Costo Financiero por MUS\$ 56.216 (MUS\$42.230 y US\$30.022 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente), Pérdida en activos financieros por aplicación de CINIIF 12 en Chucás por MUS\$61.958 (MUS\$0 y US\$0 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente) y Otros por MUS\$235.161 (MUS\$192.078 y US\$105.754 al 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente).

(*) Los orígenes de los efectos en resultados por unidades de reajuste y diferencias de cambios son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Inventario	14.440	23.641	31.336
Otros activos financieros no corrientes	10.010	14.422	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	498	676	55
Activos intangibles distintos de la plusvalía	46.576	48.250	26.844
Plusvalía	2.044	8.066	10.263
Propiedades, planta y equipo	973.313	1.192.416	755.603
Activos por impuestos diferidos	100.452	83.965	29.002
Pasivos por impuestos diferidos	(365.072)	(323.861)	(137.607)
Patrimonio Total	(553.378)	(793.867)	(670.974)
Ingresos	(306.068)	(273.794)	(162.558)
Costos	367.579	319.889	137.615
Resultado financiero	51.806	41.208	14.725
Otros Gastos Distintos a la operación	(8.622)	(5.660)	(576)
Impuesto Sobre Sociedades	(386)	1.445	(3.061)
Resultado por Hiperinflación (1)	333.192	336.796	30.667
Total Resultado por Unidades de Reajuste	333.192	336.796	30.667

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera (**)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.509	(2.332)	(13.043)
Otros activos financieros	109.383	149.314	270.082
Otros activos no financieros	140.288	42.709	10.226
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	29.722	62.535	38.535
Propiedad de inversión	-	-	6.222
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(220.037)	(113.511)	(221.571)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	57.671	(69.164)	(63.564)
Otros pasivos no financieros	(43.543)	(45.837)	(23.266)
Total Diferencias de Cambio	84.993	23.714	3.621

- 1) Corresponde al efecto financiero derivado de la aplicación de NIC 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". (Ver Nota 2.9).

35. Información por segmento

35.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus subsidiarias operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basados en NIIF 8.9 y en los criterios establecidos en NIIF 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cinco segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú
- Negocio de Generación y Transmisión en Centro América

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria, Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras subsidiarias EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN (ver nota 6.4), Enel Green Power Proyectos I (Volta Grande), Enel Trading Brasil S.A. y conjunto de sociedades EGP; en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; en Perú por nuestras subsidiarias Enel Generación Perú, Enel Generación Piura y Chinango y en Centroamérica por nuestras subsidiarias Enel Costa Rica CAM S.A., Enel Guatemala S.A. y Enel Panamá CAM S.R.L.

Cabe destacar que, con fecha 17 de febrero de 2023 y 14 de abril de 2023, el Grupo enajenó su participación en la sociedad Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud, respectivamente, sociedades que formaban parte del segmento de Generación y Transmisión en Argentina hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver notas 6.5 y 40.

Con fecha 19 de octubre de 2023, el grupo enajenó el 100% de participación de la sociedad Transmisora de Energía Renovable S.A. (sociedad que formaba parte de Enel Guatemala S.A.) y que formaba parte del segmento de Generación y Transmisión en Centro América hasta dicha fecha. Siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), la venta de estas sociedades no calificó como una operación discontinuada y por lo tanto sus resultados, hasta la fecha de su venta, línea por línea, forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver nota 6.3, y 40.

En el caso de las subsidiarias peruanas Enel Generación Perú, Enel Generación Piura y Chinango, siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), calificaron como activos disponibles para venta y operaciones discontinuadas al 31 de marzo de 2023, y por lo tanto sus resultados no forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia no están incluidos en los resultados del segmento de Generación y Transmisión que se detallan más adelante. Ver notas 6.1, 40.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra subsidiaria Edesur; en Brasil por nuestras subsidiarias Enel Distribución Río S.A., Enel Distribución Ceará S.A y Enel Distribución Sao Paulo (ex Eletropaulo); en Colombia por nuestra subsidiaria Enel Colombia S.A. E.S.P.; y en Perú por nuestra subsidiaria Enel Distribución Perú S.A.

Cabe destacar que Enel Distribución Perú S.A. siguiendo el criterio contable descrito en la nota 3.k), calificó como activos disponibles para venta y operaciones discontinuadas al 31 de marzo de 2023, y por lo tanto sus resultados no forman parte de los resultados consolidados de Enel Américas y en consecuencia no están incluidos en los resultados del segmento de Distribución que se detallan más adelante. Ver notas 6.1 y 40.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA¹, Capex Total², Utilidad Neta, Energía Total de Generación³ y Distribución y redes⁴, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión, por un lado, y Distribución por otro;

¹ Corresponde a Ganancia (pérdida) antes de impuestos excluyendo Gasto por depreciación y amortización, Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9 sobre activos financieros, ingresos y costos financieros, participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación, y otras ganancias. Lo cual es representado por el resultado de la explotación.

² Corresponde a compras de Propiedad, planta y equipo y Activos intangibles distintos de plusvalía.

³ Corresponde a la energía eléctrica generada en las unidades generadoras por tipo de tecnología, eliminando los consumos propios en un periodo determinado.

⁴ Corresponde a la cantidad de electricidad distribuida, libre de cualquier pérdida, en un período determinado.

- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución.

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados del Grupo.

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
ACTIVOS								
Activos corrientes	3.651.151	1.661.791	5.876.946	4.395.456	791.362	1.706.583	10.319.459	7.763.830
Efectivo y equivalentes al efectivo	514.925	448.891	281.673	426.467	703.586	246.335	1.500.184	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	70.879	66.095	50.581	90.454	33.219	58.752	154.679	215.301
Otros activos no financieros, corriente	30.626	121.082	664.922	553.471	57.728	52.834	753.276	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	359.161	430.323	2.610.160	2.682.539	63.718	1.321.970	3.033.039	4.434.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	207.138	62.909	12.004	143.777	(201.799)	(190.735)	17.343	15.951
Inventarios corrientes	94.755	94.095	394.602	451.161	8.533	2.191	497.890	547.447
Activos por impuestos corrientes, corriente	29.955	19.347	33.465	38.393	79.566	64.338	142.986	122.078
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	2.343.712	419.049	1.829.539	9.194	46.811	150.898	4.220.062	579.141
Activos no corrientes	11.446.121	11.170.682	14.103.244	14.710.554	985.856	1.128.581	26.535.221	27.009.817
Otros activos financieros no corrientes	474.501	534.716	4.579.609	3.593.014	31.117	42.079	5.085.227	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	100.612	119.980	1.742.931	2.191.095	19.739	4.518	1.863.282	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	107.285	136.875	259.106	317.759	58.509	24.993	424.900	479.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	55.376	3	15	-	(51.699)	3	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.005.307	948.348	16.868	6.320	(1.005.600)	(949.230)	16.575	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	489.201	507.983	3.177.717	2.920.596	201.909	194.541	3.868.827	3.623.120
Plusvalía	1.158	3.960	-	-	1.366.760	1.508.885	1.367.918	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	9.130.937	8.570.895	3.545.922	4.926.717	134.310	184.578	12.811.169	13.682.190
Propiedad de inversión	-	-	7.621	7.341	-	-	7.621	7.341
Activos por derecho de uso	112.263	223.300	67.505	117.320	5.904	5.319	185.672	345.939
Activos por impuestos diferidos	24.857	69.249	705.962	630.377	173.208	164.597	904.027	864.223
TOTAL ACTIVOS	15.097.272	12.832.473	19.980.190	19.106.010	1.777.218	2.835.164	36.854.680	34.773.647

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
Pasivos Corrientes	2.925.622	2.514.889	6.620.232	5.482.668	181.566	(70.585)	9.727.420	7.926.972
Otros pasivos financieros corrientes	375.970	411.660	1.165.309	756.345	165.094	145.874	1.706.373	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	8.810	8.324	16.785	24.218	548	2.363	26.143	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	730.293	824.597	2.772.014	3.364.497	183.338	116.585	3.685.645	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	546.246	874.174	1.492.234	906.201	(198.696)	(428.500)	1.839.784	1.351.875
Otras provisiones corrientes	46.433	44.302	120.149	135.924	15	184	166.597	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	73.309	130.225	64.283	164.734	2.348	104	139.940	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	52.647	62.517	97.331	130.749	70.090	71.140	220.068	264.406
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	1.091.914	159.090	892.127	-	(41.171)	21.665	1.942.870	180.755
Pasivos No Corrientes	2.413.784	2.143.731	7.280.920	8.078.699	411.761	1.177.127	10.106.465	11.399.557
Otros pasivos financieros no corrientes	1.368.786	1.278.404	2.928.723	3.030.442	741.664	962.279	5.039.173	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	104.139	99.343	60.030	74.472	5.693	2.871	169.862	176.686
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	65.836	70.605	1.582.315	1.893.294	390	751	1.648.541	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	499.265	77.454	155.414	560.274	(341.616)	222.923	313.063	860.651
Otras provisiones no corrientes	67.233	104.015	569.854	534.547	1.935	971	639.022	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	246.145	442.412	351.921	602.116	2.452	(14.476)	600.518	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	33.050	21.538	1.565.829	1.365.075	1.243	1.808	1.600.122	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	29.330	49.960	66.834	18.479	-	-	96.164	68.439
Patrimonio Neto	9.757.866	8.173.853	6.079.038	5.544.643	1.183.891	1.728.622	17.020.795	15.447.118
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.757.866	8.173.853	6.079.038	5.544.643	1.183.891	1.728.622	14.504.637	12.957.150
Capital emitido y pagado	6.941.270	5.627.786	3.105.024	2.449.530	5.752.933	7.722.183	15.799.227	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	702.633	544.162	425.781	682.418	5.071.815	4.488.737	6.200.229	5.715.317
Primas de emisión	33.664	28.145	-	-	(33.664)	(28.145)	-	-
Acciones propias en cartera	(57)	(53)	-	-	57	(219)	-	(272)
Otras reservas	2.080.356	1.973.813	2.548.233	2.412.695	(9.607.250)	(10.453.934)	(7.494.819)	(8.557.394)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.516.158	2.489.968
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	15.097.272	12.832.473	19.980.190	19.106.010	1.777.218	2.835.164	36.854.680	34.773.647

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión				Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES												
Ingreso	3.185.031	3.131.426	4.277.539	9.839.729	11.479.547	11.261.782	(136.721)	(423.770)	(663.706)	12.888.039	14.187.203	14.875.615
Ingresos de actividades ordinarias	3.156.678	3.079.801	4.208.835	8.782.060	9.496.409	9.756.543	(170.308)	(536.099)	(735.100)	11.768.430	12.040.111	13.230.278
Ventas de energía	3.119.359	2.980.561	4.122.305	6.895.559	7.586.226	8.120.323	(171.779)	(495.258)	(676.400)	9.843.139	10.071.529	11.566.228
Otras ventas	18.269	30.693	28.605	3.341	6.608	4.595	433	209	115	22.043	37.510	33.315
Otras prestaciones de servicios	19.050	68.547	57.925	1.883.160	1.903.575	1.631.625	1.038	(41.050)	(58.815)	1.903.248	1.931.072	1.630.735
Otros ingresos	28.353	51.625	68.704	1.057.669	1.983.138	1.505.239	33.587	112.329	71.394	1.119.609	2.147.092	1.645.337
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(1.388.089)	(1.086.573)	(2.375.339)	(6.447.727)	(7.752.531)	(8.113.832)	164.105	469.366	690.184	(7.671.711)	(8.369.738)	(9.798.987)
Compras de energía	(1.021.555)	(746.905)	(1.984.235)	(4.337.048)	(5.014.234)	(5.963.006)	174.391	492.921	689.702	(5.184.212)	(5.268.218)	(7.257.539)
Consumo de combustible	(73.892)	(70.459)	(54.098)	-	-	16	-	-	-	(73.892)	(70.459)	(54.082)
Gastos de transporte	(231.930)	(213.828)	(220.566)	(1.011.849)	(979.119)	(782.629)	53.298	61.671	60.006	(1.190.481)	(1.131.276)	(943.189)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(60.712)	(55.381)	(116.440)	(1.098.830)	(1.759.178)	(1.368.213)	(63.584)	(85.226)	(59.524)	(1.223.126)	(1.899.785)	(1.544.177)
Margen de Contribución	1.796.942	2.044.853	1.902.200	3.392.002	3.727.016	3.147.950	27.384	45.596	26.478	5.216.328	5.817.465	5.076.628
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	11.369	12.610	14.190	141.316	198.147	179.290	13.558	12.082	2.729	166.243	222.839	196.209
Gastos por beneficios a los empleados	(88.228)	(123.917)	(116.333)	(479.140)	(546.747)	(523.260)	(71.847)	(57.133)	(26.353)	(639.215)	(727.797)	(665.946)
Otros gastos, por naturaleza	(193.198)	(211.381)	(158.580)	(726.080)	(845.945)	(794.733)	(75.503)	(86.023)	(73.598)	(994.781)	(1.143.349)	(1.026.911)
Resultado Bruto de Explotación	1.526.885	1.722.165	1.641.477	2.328.098	2.532.471	2.009.247	(106.408)	(86.478)	(70.744)	3.748.575	4.169.158	3.579.980
Gasto por depreciación y amortización	(291.321)	(330.089)	(294.827)	(642.785)	(645.192)	(577.105)	(15.055)	(7.452)	(2.997)	(949.161)	(982.733)	(874.929)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(149.731)	(458.462)	(81.902)	-	(781.782)	-	(5.891)	(20.395)	(10.713)	(155.622)	(1.260.639)	(92.615)
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Perdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	205	(2.645)	(7.660)	(256.072)	(267.971)	(329.173)	(646)	(15.685)	(1.484)	(256.513)	(286.301)	(338.317)
Resultado de Explotación	1.086.038	930.969	1.257.088	1.429.241	837.526	1.102.969	(28.000)	(29.010)	(85.938)	2.387.279	1.639.485	2.274.119
Resultado Financiero	(157.027)	(85.273)	(183.951)	(537.522)	(478.905)	(395.336)	(47.050)	(102.779)	(120.860)	(741.599)	(646.957)	(700.147)
Ingresos financieros	98.289	107.674	94.444	280.060	352.926	195.028	97.126	38.318	177	475.475	498.918	289.649
Efectivo y otros medios equivalentes	109.865	87.875	33.375	60.413	40.113	19.434	17.519	21.245	11.436	187.797	149.233	84.245
Otros ingresos financieros	(11.576)	19.799	61.069	219.647	312.813	175.594	79.607	17.073	(11.259)	287.678	349.685	225.404
Costos financieros	(229.967)	(90.415)	(161.662)	(1.259.784)	(1.363.956)	(855.401)	(145.508)	(52.014)	(7.021)	(1.635.259)	(1.506.385)	(1.024.084)
Préstamos bancarios	(209.512)	(99.034)	(35.431)	(33.079)	(31.670)	(82.347)	(4.466)	(12.128)	(869)	(247.057)	(142.832)	(160.647)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(91.027)	(108.293)	(62.138)	(184.426)	(155.833)	(118.035)	(24.056)	(24.146)	(24.530)	(299.509)	(288.272)	(204.703)
Otros	70.572	116.912	(64.093)	(1.042.279)	(1.176.453)	(655.019)	(116.986)	(15.740)	18.378	(1.088.693)	(1.075.281)	(700.734)
Resultados por Unidades de Reajuste	(123.665)	(190.634)	(164.888)	477.620	585.198	279.374	(20.763)	(57.768)	(83.819)	333.192	336.796	30.667
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	98.316	108.102	48.155	(35.418)	(53.073)	(14.337)	22.095	(31.315)	(30.197)	84.993	23.714	3.621
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(45)	490	982	(888)	(252)	32	505	(69)	167	(428)	169	1.181
Otras ganancias (pérdidas)	(164.759)	(93.412)	2.100	268	(204.954)	1.092	(30.299)	(39.070)	-	(194.790)	(337.436)	3.192
Resultado de Otras Inversiones	(269.593)	(94.457)	-	-	(215.982)	543	(31.295)	(39.790)	-	(300.888)	(350.229)	543
Resultados en Ventas de Activos	104.834	1.045	2.100	268	11.028	549	996	720	-	106.098	12.793	2.649
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	764.207	772.774	1.076.219	891.099	153.415	708.757	(204.844)	(270.928)	(206.631)	1.450.462	655.261	1.578.345
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(423.098)	(316.471)	(362.235)	(233.821)	(389.042)	(348.672)	(15.982)	13.803	30.206	(672.901)	(691.710)	(680.701)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	341.109	456.303	713.984	657.278	(235.627)	360.085	(220.826)	(257.125)	(176.425)	777.561	(36.449)	897.644
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	238.226	219.965	166.565	152.255	124.956	85.198	4.476	(5.373)	(14.896)	394.957	339.548	236.867
GANANCIA (PÉRDIDA)	579.335	676.268	880.549	809.533	(110.671)	445.283	(216.350)	(262.498)	(191.321)	1.172.518	303.099	1.134.511
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a										1.172.518	303.099	1.134.511
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	864.269	(44.145)	740.859
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	308.249	347.244	393.652

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión				Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros			Totales		
	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)	2023	2022 (Reexpresado)	2021 (Reexpresado)
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO												
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.230.859	1.796.384	1.845.460	1.391.660	2.580.143	855.641	(83.936)	(557.980)	(85.525)	2.538.583	3.818.547	2.615.576
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(283.947)	(1.342.365)	(1.272.200)	(1.365.603)	(2.111.957)	(1.711.211)	353.043	260.547	1.049.114	(1.296.507)	(3.193.775)	(1.934.297)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(136.595)	(764.841)	(738.729)	(463.351)	(516.888)	627.354	(274.207)	418.106	(483.375)	(874.153)	(863.623)	(594.750)

La columna de Holdings, eliminaciones y otros, incluyen eliminaciones de transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.3 Países

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

País	Chile (Holdings y Otras)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
ACTIVOS																
Activos corrientes	411.184	276.958	190.841	809.961	4.559.825	5.447.743	1.268.802	794.876	3.957.192	508.541	150.010	176.853	(208.395)	(250.102)	10.319.459	7.763.830
Efectivo y equivalentes al efectivo	9.498	8.252	7.182	27.098	1.056.112	744.425	372.581	162.080	6.121	90.562	48.690	89.276	-	-	1.600.184	1.121.893
Otros activos financieros corrientes	135	135	10.129	54.474	140.829	125.624	3.586	33.086	-	1.487	-	495	-	-	154.679	215.301
Otros activos no financieros corriente	3.401	4.684	19.169	17.214	647.927	560.654	46.308	12.141	29.761	124.370	6.710	8.324	-	-	763.276	727.387
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.210	1.340	116.317	325.294	2.262.976	3.469.863	593.120	335.940	1	231.424	58.609	67.569	806	3.402	3.093.039	4.494.832
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	2.275	199.045	183	161	15.366	8.061	1.889	1.605	3	6.012	1.803	1.551	(4.176)	(200.504)	17.343	15.961
Inventarios corrientes	-	-	27.638	28.936	332.049	368.498	129.855	89.347	-	53.221	8.358	7.445	-	-	487.890	547.447
Activos por impuestos corrientes, corriente	9.386	9.502	1.167	2.164	104.566	105.524	1.884	1.230	143	1.465	25.840	2.193	-	-	142.966	122.078
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	385.279	53.000	9.066	354.620	-	65.074	109.579	159.447	3.921.163	-	-	-	(205.025)	(53.000)	4.220.062	579.141
Activos no corrientes	17.848.677	17.151.407	1.967.232	2.825.523	17.759.694	15.364.499	5.132.240	3.930.592	2.121	3.059.657	1.496.307	1.531.420	(17.693.199)	(16.853.281)	26.535.221	27.009.817
Otros activos financieros no corrientes	-	-	5.442	21.450	4.984.338	3.982.430	7.811	14.065	-	87.636	151.864	-	-	-	5.085.227	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	3.171	3.455	4	310	1.788.069	2.219.406	55.754	31.979	-	40.017	18.284	20.426	-	-	1.863.262	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	36	100	94.874	123.483	315.506	343.549	13.974	11.985	-	-	510	-	-	-	424.900	479.627
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	92.915	89.913	3	15	-	13	-	-	-	3.664	-	-	(92.915)	(89.913)	3	3.662
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	17.715.353	17.031.714	340.526	428.074	718	51	15.370	3.008	-	10.033	356.224	291.628	(18.411.616)	(17.759.070)	16.575	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	76.065	100.053	3.401.458	3.061.806	203.485	163.488	1.805	97.529	186.014	200.244	-	-	3.868.827	3.623.120
Plusvalía	-	-	-	-	528.370	486.125	27.058	27.058	-	2.802	1.158	1.158	811.332	995.702	1.967.918	1.512.845
Propiedades, planta y equipo	-	-	1.460.548	2.130.691	5.766.635	4.374.158	4.749.691	3.632.328	316	2.695.516	833.979	849.497	-	-	12.811.169	13.682.190
Propiedad de inversión	-	-	-	-	7.621	7.341	-	-	-	-	-	-	-	-	7.621	7.341
Activos por derecho de uso	-	-	534	34	116.260	119.247	57.591	46.661	-	167.220	11.287	12.777	-	-	185.672	345.939
Activos por impuestos diferidos	37.402	26.225	9.236	21.413	852.659	770.373	1.515	20	-	42.876	3.215	3.316	-	-	904.027	864.223
TOTAL ACTIVOS	18.260.061	17.427.365	2.178.073	3.635.484	22.319.459	20.812.242	6.361.051	4.726.468	3.959.313	3.568.198	1.648.317	1.708.273	(17.901.594)	(17.103.383)	36.854.680	34.773.647

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro América		Eliminaciones		Totales	
	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																
Pasivos Corrientes	796.063	35.963	302.884	1.124.105	4.848.411	4.961.096	1.562.387	1.032.017	1.943.286	891.067	136.638	80.586	138.761	(197.862)	9.727.420	7.826.972
Otros pasivos financieros corrientes	4.416	4.442	-	-	1.146.306	647.447	555.651	309.526	-	352.464	-	-	-	-	1.705.373	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	3	14	18.984	20.887	5.616	5.747	-	7.183	1.660	1.074	-	-	23.143	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	29.169	10.569	233.127	843.192	2.524.013	2.621.924	791.229	422.498	493	366.232	82.078	41.264	25.536	-	3.685.645	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	759.452	17.270	18.950	21.674	878.750	1.350.858	30.300	45.487	15	80.816	38.838	32.479	113.479	(196.709)	1.839.784	1.351.876
Otras provisiones corrientes	-	16	21.479	39.503	91.254	81.001	53.864	49.589	-	10.301	-	-	-	-	166.567	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	16.986	34.667	21.442	71.084	90.013	153.447	-	31.398	11.499	4.467	-	-	139.940	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	3.016	3.656	11.993	25.728	167.782	167.895	35.714	23.152	-	42.673	1.563	1.302	-	-	220.068	264.406
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	346	159.327	-	-	-	22.571	1.942.778	-	-	-	(254)	(1.143)	1.942.870	180.755
Pasivos No Corrientes	696.519	828.945	587.884	664.614	6.695.484	7.409.437	2.138.654	1.416.552	-	966.732	181.729	202.940	(92.806)	(89.869)	10.106.466	11.399.557
Otros pasivos financieros no corrientes	594.277	697.135	-	-	2.635.045	2.794.305	1.809.851	1.169.125	-	610.560	-	-	-	-	5.039.173	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	-	4	107.173	102.342	51.486	41.159	-	20.278	11.203	12.903	-	-	169.882	176.886
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	121.004	11.251	1.458.477	1.883.225	5.989	5.349	-	1.047	63.071	63.778	-	-	1.648.541	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	130.000	-	-	346.638	742.860	965	-	-	-	58.265	77.454	(92.805)	(89.663)	313.063	860.661
Otras provisiones no corrientes	-	-	4.101	10.920	578.329	529.479	50.493	61.078	-	31.446	6.099	6.610	-	-	639.022	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	369.994	587.943	105.028	62.287	82.836	57.811	-	280.194	42.660	41.817	-	-	600.518	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.242	1.810	9.701	16.572	1.451.714	1.283.325	137.034	82.030	-	4.306	431	378	-	-	1.600.122	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	83.084	37.924	13.080	11.614	-	-	-	18.901	-	-	-	-	96.184	68.439
Patrimonio Neto	16.868.489	16.562.467	1.287.305	1.848.785	10.775.564	8.441.709	2.690.010	2.276.899	2.016.027	1.710.399	1.330.960	1.424.747	(17.947.550)	(16.815.868)	17.020.795	15.447.118
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	16.868.489	16.562.467	1.287.305	1.848.785	10.775.564	8.441.709	2.690.010	2.276.899	2.016.027	1.710.399	1.330.960	1.424.747	(17.947.550)	(16.815.868)	14.604.637	12.957.160
Capital emitido y pagado	15.799.227	15.811.619	1.320.629	1.922.909	8.983.876	7.219.555	169.134	135.129	1.449.384	1.776.327	1.032.451	1.000.339	(12.955.474)	(12.066.379)	16.799.227	15.799.499
Ganancias (pérdidas) acumuladas	4.754.925	4.408.043	(554.136)	(1.187.064)	454.206	(180.072)	221.908	462.299	309.857	127.678	232.590	359.930	780.879	1.724.503	6.200.229	5.715.317
Primas de emisión	-	-	-	-	615.196	566.008	29.235	23.357	1.575	1.553	-	-	(646.006)	(590.918)	-	-
Acciones propias en cartera	-	(272)	-	-	(22.856)	(21.029)	-	-	-	-	-	-	22.856	21.029	-	(272)
Otros reservas	(3.685.663)	(3.656.923)	520.812	1.110.920	745.142	857.247	2.269.733	1.656.114	255.211	(195.159)	65.909	64.478	(5.149.805)	(5.904.103)	(7.494.819)	(8.657.394)
Participaciones no controladoras															2.516.158	2.489.968
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	18.260.061	17.427.365	2.178.073	3.635.484	22.319.459	20.812.242	6.391.051	4.725.466	3.959.313	3.568.198	1.648.317	1.708.273	(17.901.594)	(17.103.383)	36.854.680	34.773.647

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Generación y Transmisión												Totales	
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones			
País	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
ACTIVOS	59.992	439.493	811.629	549.370	463.879	174.159	2.165.787	322.127	150.010	178.851	(26)	(209)	3.651.151	1.661.791
Activos corrientes	59.992	439.493	811.629	549.370	463.879	174.159	2.165.787	322.127	150.010	178.851	(26)	(209)	3.651.151	1.661.791
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.554	7.234	279.512	247.495	184.169	29.036	-	75.850	48.690	89.276	-	-	514.925	448.891
Otros activos financieros corrientes	5.476	10.476	62.931	32.997	2.472	20.659	-	1.468	-	495	-	-	70.879	66.085
Otros activos no financieros, corriente	164	1.602	11.809	17.658	11.943	2.434	-	91.084	6.710	8.324	-	-	30.826	121.082
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	36.955	42.838	153.421	135.951	110.176	89.674	-	94.265	58.609	67.568	-	17	359.151	430.323
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	562	17.223	203.506	13.390	1.293	518	-	30.454	1.903	1.550	(26)	(226)	207.138	62.909
Inventarios corrientes	4.099	5.926	36.279	21.240	46.019	31.634	-	27.850	8.358	7.445	-	-	94.765	94.095
Activos por impuestos corrientes, corriente	1.116	219	4.703	15.555	(1.704)	204	-	1.176	25.840	2.193	-	-	29.955	19.347
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	9.066	353.975	59.368	65.074	109.511	-	2.165.767	-	-	-	-	-	2.343.712	418.049
Activos no corrientes	103.081	192.170	6.344.567	4.937.831	3.500.166	2.798.722	-	1.710.739	1.498.307	1.531.420	-	-	11.448.121	11.170.682
Otros activos financieros no corrientes	5.440	21.447	381.375	361.010	50	395	-	-	87.636	151.864	-	-	474.501	634.718
Otros activos no financieros no corrientes	-	294	69.926	50.085	12.402	9.158	-	40.017	18.284	20.426	-	-	100.612	119.980
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	94.874	123.264	5.978	8.418	5.923	4.683	-	-	510	510	-	-	107.285	136.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	2.392	-	-	-	-	-	52.984	-	-	-	-	-	55.376
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	404	944	2.187	56.633	648.492	539.885	-	59.258	356.224	291.628	-	-	1.005.307	848.348
Activos intangibles distintos de la plusvalía	488	2.529	219.589	210.096	83.110	63.239	-	31.875	186.014	200.244	-	-	489.201	507.983
Plusvalía	-	-	-	-	-	-	-	2.802	1.158	1.158	-	-	1.158	3.960
Propiedades, planta y equipo	561	33.661	5.590.878	4.172.209	2.705.519	2.147.751	-	1.367.777	833.979	849.497	-	-	9.130.937	8.570.895
Activos por derecho de uso	-	-	54.306	54.437	46.670	33.611	-	122.475	11.287	12.777	-	-	112.263	223.300
Activos por impuestos diferidos	1.314	7.639	20.328	24.743	-	-	-	33.551	3.215	3.316	-	-	24.857	69.249
TOTAL ACTIVOS	163.073	631.663	7.156.096	6.487.001	3.984.045	2.972.881	2.165.787	2.032.866	1.648.317	1.708.271	(26)	(209)	15.097.272	12.832.473

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														Totales
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Centro America		Eliminaciones		
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	
Pasivos Corrientes	26.252	194.611	880.098	1.324.829	792.093	436.961	1.091.567	479.113	136.638	80.684	(26)	(209)	2.925.622	2.514.889	
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	80.746	103.867	295.224	106.755	-	199.038	-	-	-	-	376.970	411.660	
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	2.820	3.006	4.530	2.966	-	1.278	-	1.660	1.074	-	-	8.510	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	955	4.706	244.878	408.438	402.382	181.450	-	188.741	82.078	41.264	-	-	730.293	824.567	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.349	18.688	496.956	762.176	1.129	12.449	-	48.593	38.838	32.477	(26)	(209)	548.246	674.174	
Otras provisiones corrientes	-	536	187	172	46.246	41.128	-	2.466	-	-	-	-	46.433	44.302	
Pasivos por impuestos corrientes	16.018	2.093	20.074	16.246	25.718	84.252	-	23.167	11.499	4.467	-	-	73.309	130.225	
Otros pasivos no financieros corrientes	6.583	9.498	34.637	30.926	9.864	4.961	-	15.830	1.563	1.302	-	-	62.847	62.517	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	347	159.090	-	-	-	-	1.091.567	-	-	-	-	-	1.091.914	159.090	
Pasivos No Corrientes	31.587	56.932	1.299.771	795.311	900.697	551.325	-	537.223	161.729	202.940	-	-	2.413.784	2.143.731	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	695.277	656.302	673.509	384.853	-	236.649	-	-	-	-	1.386.788	1.278.404	
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	52.892	50.484	40.044	29.790	-	6.186	11.203	12.903	-	-	104.138	99.343	
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	2.201	6.447	564	380	-	-	63.071	63.778	-	-	65.836	70.605	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	441.000	-	-	-	-	-	58.265	77.454	-	-	499.265	77.454	
Otras provisiones no corrientes	-	-	15.754	8.227	45.380	58.167	-	31.011	6.099	6.610	-	-	67.233	104.015	
Pasivo por impuestos diferidos	14.862	35.130	79.844	62.222	108.779	58.750	-	244.493	42.660	41.817	-	-	246.145	442.412	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	198	385	-	-	32.421	19.385	-	1.390	431	378	-	-	33.050	21.538	
Otros pasivos no financieros no corrientes	16.527	21.417	12.803	11.049	-	-	-	17.494	-	-	-	-	29.330	49.960	
Patrimonio Neto	105.234	380.120	4.976.227	3.366.861	2.271.255	1.985.595	1.074.200	1.016.530	1.330.950	1.424.747	-	-	9.757.866	8.173.853	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	105.234	380.120	4.976.227	3.366.861	2.271.255	1.985.595	1.074.200	1.016.530	1.330.950	1.424.747	-	-	9.757.866	8.173.853	
Capital emitido y pagado	144.774	529.967	4.513.742	3.036.366	169.155	135.144	1.081.148	925.970	1.032.451	1.000.339	-	-	8.941.270	5.627.788	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	(30.327)	(365.137)	328.095	262.697	119.741	211.362	52.534	75.310	232.590	359.930	-	-	702.633	544.162	
Primas de emisión	-	-	-	-	30.477	24.349	3.187	3.796	-	-	-	-	33.664	28.145	
Acciones propias en cartera	-	-	(57)	(53)	-	-	-	-	-	-	-	-	(57)	(53)	
Otras reservas	(9.213)	215.290	134.447	67.851	1.951.882	1.614.740	(62.669)	11.454	65.909	64.478	-	-	2.080.356	1.973.813	
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	163.073	631.663	7.156.096	6.487.001	3.964.045	2.972.881	2.165.787	2.032.866	1.648.317	1.708.271	(26)	(209)	15.067.272	12.832.473	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio		Generación y Transmisión																				
País	Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Centro America			Eliminaciones			Totales			
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	
	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	
Ingreso	41.803	191.104	227.024	1.088.004	1.289.372	2.651.440	1.723.380	1.344.632	1.286.882	-	-	-	321.877	306.347	232.548	(33)	(29)	(235)	3.185.031	3.131.426	4.277.539	
Ingresos de actividades ordinarias	40.381	187.074	223.247	1.089.635	1.259.172	2.503.577	1.704.961	1.341.444	1.285.392	-	-	-	321.701	292.111	216.619	-	-	-	3.156.878	3.079.801	4.208.835	
Ventas de energía	38.879	184.732	221.484	1.072.281	1.195.897	2.449.812	1.689.974	1.311.735	1.236.953	-	-	-	318.725	288.224	214.058	-	-	-	3.110.359	2.990.565	4.122.335	
Otras ventas	22	1.084	354	-	-	18.231	-	-	29.595	-	-	-	-	-	14	-	-	-	18.299	30.693	26.005	
Otras prestaciones de servicios	1.980	1.288	1.409	17.354	63.275	53.765	(3.244)	111	188	-	-	-	-	2.960	3.873	2.563	-	-	19.050	68.547	67.925	
Otros ingresos	1.422	4.030	4.677	47.863	30.200	47.863	18.419	3.188	470	-	-	-	176	14.236	15.929	(33)	(29)	(235)	28.353	51.625	68.704	
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(3.663)	(9.922)	(17.329)	(366.391)	(474.100)	(1.906.530)	(847.611)	(610.008)	(408.423)	-	-	-	(170.424)	(62.543)	(43.057)	-	-	-	(1.388.089)	(1.086.573)	(2.376.339)	
Compras de energía	(95)	(1.388)	(2.020)	(275.649)	(362.338)	(1.807.435)	(606.192)	(310.598)	(152.794)	-	-	-	(139.619)	(72.581)	(21.966)	-	-	-	(1.021.655)	(746.905)	(1.984.235)	
Consumo de combustible	(9)	(44)	(170)	(4)	(37.582)	(32.329)	(73.883)	(32.433)	(20.599)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(73.892)	(70.458)	(64.088)	
Gastos de transporte	(19)	(108)	(357)	(86.219)	(70.539)	(51.486)	(117.232)	(128.835)	(153.328)	-	-	-	(28.470)	(16.348)	(12.176)	-	-	-	(211.930)	(213.829)	(222.545)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(3.553)	(7.982)	(10.561)	(14.520)	(18.641)	(15.280)	(50.304)	(40.142)	(81.704)	-	-	-	(2.335)	(3.615)	(8.895)	-	-	-	(80.712)	(55.381)	(118.440)	
Margen de Contribución	38.140	181.182	210.595	731.613	815.272	644.910	876.769	834.624	877.459	-	-	-	151.453	213.804	189.491	(33)	(29)	(235)	1.796.942	2.044.853	1.902.200	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	254	2.561	2.566	5.947	5.396	8.387	4.578	4.223	3.237	-	-	-	590	430	-	-	-	-	11.969	12.610	14.180	
Otros gastos por beneficios a los empleados	(5.086)	(44.510)	(38.733)	(21.557)	(23.304)	(34.062)	(47.291)	(42.520)	(31.380)	-	-	-	(14.294)	(13.583)	(12.158)	-	-	-	(88.228)	(123.917)	(116.333)	
Otros gastos por naturaleza	(7.093)	(35.580)	(39.649)	(105.565)	(99.621)	(53.914)	(51.103)	(42.298)	(42.298)	-	-	-	(26.628)	(35.077)	(19.156)	-	-	-	(83.198)	(211.381)	(156.659)	
Resultado Bruto de Explotación	28.217	103.653	134.779	610.498	697.743	581.096	779.142	745.294	787.058	-	-	-	111.121	175.574	158.177	(33)	(29)	(235)	1.628.385	1.722.165	1.841.477	
Gasto por depreciación y amortización	(13.515)	(83.852)	(108.549)	(165.534)	(141.489)	(90.077)	(65.506)	(64.356)	(68.286)	-	-	-	(46.768)	(40.382)	(27.621)	-	-	-	(291.321)	(330.089)	(294.827)	
Pérdidas por deterioro de valor reversiones de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(58)	(315.188)	(81.902)	-	(76.588)	-	(149.675)	(66.686)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.497.321	(458.462)	(81.902)	
Ganancias por deterioro y reversiones de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(307)	(508)	(380)	1.223	(1.605)	(5.910)	(772)	417	(1.427)	-	-	-	61	(949)	57	-	-	-	205	(2.645)	(7.660)	
Resultado de Explotación	12.339	(26.895)	(56.352)	446.127	478.051	465.711	583.189	614.599	717.351	-	-	-	64.416	134.243	130.613	(33)	(29)	(235)	1.098.038	930.969	1.257.068	
Resultado Financiero	16.780	(26.239)	(38.372)	7.069	24.825	(000.239)	(005.077)	(61.490)	(42.302)	-	-	-	73	(75.738)	(3.111)	(61)	-	-	(657.027)	(65.273)	(183.951)	
Ingresos Financieros	26.434	66.333	66.576	54.228	25.837	21.434	14.663	11.107	3.842	-	-	-	4.103	4.604	2.792	(39)	(7)	-	98.289	107.674	94.444	
Efectivo y otros medios equivalentes	9.270	37.930	27.211	71.600	31.572	3.699	28.783	18.178	2.407	-	-	-	212	195	58	-	-	-	109.895	87.876	33.375	
Otros ingresos financieros	16.164	28.403	39.365	(17.372)	(5.935)	(17.735)	(14.220)	(7.071)	235	-	-	-	3.891	4.409	2.734	(39)	(7)	-	(11.578)	39.799	61.069	
Costos Financieros	(434)	(7.262)	(8.318)	(85.398)	(14.083)	(000.282)	(14.000)	(80.423)	(46.827)	-	-	-	73	(80.210)	(8.656)	(8.328)	64	-	(229.947)	(90.415)	(61.852)	
Préstamos bancarios	(163)	(163)	(318)	(60.195)	(49.664)	(32.000)	(49.317)	(49.207)	(5.112)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(206.612)	(96.034)	(56.431)	
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(2.102)	(14.128)	(21.123)	(78.925)	(94.165)	(41.015)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(61.072)	(108.293)	(62.138)	
Otros	(434)	(7.099)	(8.000)	36.911	49.709	(47.138)	114.241	82.951	(2.700)	-	-	-	73	(80.210)	(8.656)	(6.328)	64	7	70.672	(116.912)	(64.063)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(123.665)	(190.634)	(164.888)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(123.665)	(190.634)	(164.888)	
GANANCIAS (PÉRDIDAS) DE CAMBIO EN MONEDA EXTRANJERA	115.445	106.324	98.268	(11.773)	13.271	(21.411)	(6.839)	(21.178)	883	-	-	-	369	1.683	425	(96)	-	-	98.316	108.102	48.155	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	(45)	490	982	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(45)	490	982	
Otras ganancias (pérdidas)	(283.149)	-	1.602	106.975	(94.441)	5	10.320	1.000	68	-	-	-	1.095	29	427	-	-	-	(184.759)	(93.412)	2.100	
Resultado de Otras Inversiones	(280.837)	-	-	-	(94.457)	-	10.161	-	-	-	-	-	-	1.083	-	-	-	-	(280.593)	(94.457)	-	
Resultados en Ventas de Activos	(2.312)	-	1.602	106.975	16	5	159	1.000	66	-	-	-	12	29	427	-	-	-	104.834	1.045	2.100	
GANANCIA (PÉRDIDA) antes de Impuestos	(254.078)	(321.644)	(92.140)	560.171	408.435	365.477	488.432	554.109	676.115	-	-	-	78	(102.277)	131.908	127.959	(94)	(23)	(236)	772.774	1.076.219	1.076.219
Gasto (Ingreso) por impuestos a las ganancias	(11.457)	25.135	2.238	(142.029)	(114.573)	(114.371)	(249.958)	(197.343)	(219.381)	-	-	-	-	(19,924)	(30,443)	(32,521)	-	-	(423,068)	(516,471)	(962,235)	
GANANCIA (PÉRDIDA) procedente de operaciones continuadas	(265.526)	(296.459)	(89.902)	418.142	293.862	250.806	218.774	356.766	456.134	-	-	-	73	(80.151)	101.480	95.308	(94)	(23)	(236)	341.109	456.303	713.984
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	238.190	219.951	166.330	-	-	36	14	235	-	238.226	219.955	166.595	
GANANCIA (PÉRDIDA)	(265.526)	(296.459)	(89.902)	418.142	293.862	250.806	218.774	356.766	456.134	238.190	219.951	166.330	-	-	101.480	95.308	(58)	(15)	579.335	676.258	880.549	

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio		Generación y Transmisión																			
País	Argentina			Brasil			Colombia			Perú			Centro America			Eliminaciones			Totales		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	8.489	52.627	142.938	15.971	874.955	741.313	684.067	446.546	606.661	410.556	317.955	231.550	112.002	128.874	122.998	(226)	(24,573)	-	1.230.859	1.798.384	1.845.460
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(28,042)	20,507	(66,607)	129,634	(792,051)	(882,706)	(134,755)	(280,738)	(262,588)	(149,519)	(181,820)	(61,467)	(36,779)	(26,686)	1,168	(64,486)	(101,577)	-	(283,947)	(1,342,386)	(1,272,200)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(18,301)	(67,188)	(96,806)	353,224	(280,302)	237,780	(224,079)	(209,895)	(616,366)	(196,121)	(144,014)	(277,911)	(115,804)	(165,932)	(85,426)	64,486	102,490	-	(138,596)	(784,841)	(738,729)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

b) Distribución

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Línea de Negocio	Distribución													
	País		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Activos corrientes	128.981	361.263	3.126.984	3.254.965	791.509	595.268	1.829.472	183.960	1.829.472	183.960	-	-	5.876.946	4.395.456
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.230	5.977	91.495	276.155	186.948	131.595	-	12.740	-	-	-	-	281.673	426.467
Otros activos financieros corrientes	4.278	34.385	45.188	43.622	1.115	12.428	-	19	-	-	-	-	50.581	90.454
Otros activos no financieros, corriente	18.531	15.340	612.047	524.626	34.344	9.699	-	3.806	-	-	-	-	664.922	553.471
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	79.389	282.456	2.050.405	2.017.240	480.366	246.070	-	136.773	-	-	-	-	2.610.160	2.682.539
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	25	95	10.201	10.729	1.778	127.564	-	5.389	-	-	-	-	12.004	143.777
Inventarios corrientes	23.528	23.010	287.417	345.212	83.657	57.706	-	25.233	-	-	-	-	394.602	461.161
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	30.231	37.381	3.234	1.012	-	-	-	-	-	-	33.465	38.393
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	67	9.194	1.829.472	-	-	-	-	-	1.829.539	9.194
Activos no corrientes	1.535.401	2.194.717	10.316.858	9.429.354	2.250.985	1.647.595	-	1.438.888	-	-	-	-	14.103.244	14.710.554
Otros activos financieros no corrientes	2	3	4.571.847	3.579.341	7.760	13.670	-	-	-	-	-	-	4.579.609	3.593.014
Otros activos no financieros no corrientes	4	16	1.699.575	2.168.258	43.352	22.821	-	-	-	-	-	-	1.742.931	2.191.095
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	219	251.055	310.237	8.051	7.303	-	-	-	-	-	-	259.106	317.759
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	3	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	15
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	79	121	-	-	16.789	6.199	-	-	-	-	-	-	16.868	6.320
Activos intangibles distintos de la plusvalía	75.118	97.523	2.982.546	2.659.190	120.053	99.982	-	63.901	-	-	-	-	3.177.717	2.920.596
Propiedades, planta y equipo	1.459.661	2.096.786	42.201	24.433	2.044.060	1.484.571	-	1.320.927	-	-	-	-	3.545.922	4.926.717
Propiedad de inversión	-	-	7.621	7.341	-	-	-	-	-	-	-	-	7.621	7.341
Activos por derecho de uso	534	34	56.051	59.491	10.920	13.049	-	44.746	-	-	-	-	67.505	117.320
Activos por impuestos diferidos	-	-	705.962	621.063	-	-	-	9.314	-	-	-	-	705.962	630.377
TOTAL ACTIVOS	1.664.382	2.555.980	13.443.842	12.684.319	3.042.494	2.242.863	1.829.472	1.622.848	-	-	-	-	19.980.190	19.106.010

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio	Distribución											
	Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
País	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2022
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS												
Pasivos Corrientes	324.418	959.396	4.635.538	3.582.148	768.149	572.242	892.127	368.882	-	-	6.620.232	5.482.668
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	904.882	472.267	260.427	200.771	-	83.307	-	-	1.165.309	756.345
Pasivos por arrendamientos corrientes	3	14	15.696	15.527	1.086	2.781	-	5.896	-	-	16.785	24.218
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	231.916	838.169	2.153.099	2.110.246	386.999	239.824	-	176.258	-	-	2.772.014	3.364.497
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	65.646	33.607	1.404.361	778.916	22.227	33.038	-	60.640	-	-	1.492.234	906.201
Otras provisiones corrientes	21.464	38.967	91.067	80.661	7.618	8.461	-	7.835	-	-	120.149	135.924
Pasivos por impuestos corrientes	-	32.573	-	54.736	64.283	69.195	-	8.230	-	-	64.283	164.734
Otros pasivos no financieros corrientes	5.389	16.066	66.433	69.795	25.509	18.172	-	26.716	-	-	97.331	130.749
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	892.127	-	-	-	892.127	-
Pasivos No Corrientes	556.296	615.349	5.486.667	6.150.217	1.237.957	869.082	-	444.051	-	-	7.280.920	8.078.699
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.792.380	1.872.259	1.136.343	784.272	-	373.911	-	-	2.928.723	3.030.442
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	4	48.589	49.007	11.441	11.369	-	14.092	-	-	60.030	74.472
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	121.004	11.251	1.455.885	1.876.027	5.426	4.969	-	1.047	-	-	1.582.315	1.893.294
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	7.666	154.449	548.753	965	3.855	-	-	-	-	155.414	560.274
Otras provisiones no corrientes	4.101	10.920	560.640	520.281	5.113	2.911	-	435	-	-	569.854	534.547
Pasivo por impuestos diferidos	355.132	552.813	22.733	-	(25.944)	(940)	-	50.243	-	-	351.921	602.116
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	9.503	16.188	1.451.713	1.283.325	104.613	62.646	-	2.916	-	-	1.565.829	1.965.075
Otros pasivos no financieros no corrientes	66.556	16.507	278	565	-	-	-	1.407	-	-	66.834	18.479
Patrimonio Neto	783.668	981.235	3.321.637	2.951.954	1.036.388	801.539	937.345	809.915	-	-	6.079.038	5.544.643
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	783.668	981.235	3.321.637	2.951.954	1.036.388	801.539	937.345	809.915	-	-	6.079.038	5.544.643
Capital emitido y pagado	503.057	737.419	1.811.615	1.572.635	-	-	790.352	139.476	-	-	3.105.024	2.449.530
Ganancias (pérdidas) acumuladas	40.607	(104.283)	(205.167)	(162.033)	472.088	340.831	118.253	607.903	-	-	425.781	682.418
Otras reservas	240.004	348.099	1.715.189	1.541.352	564.300	460.708	28.740	62.536	-	-	2.548.233	2.412.695
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	1.664.382	2.555.980	13.443.842	12.684.319	3.042.494	2.242.863	1.829.472	1.622.848	-	-	19.980.190	19.106.010

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio		Distribución															Totales	
País	Argentina	Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			2022	2021			
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021			
	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)	(Reexpresado)			
Ingreso	622.626	1.079.041	793.771	7.189.637	8.630.771	8.761.513	2.027.266	1.760.737	1.708.530	-	-	-	-	9.839.729	11.479.547			
Ingresos de actividades ordinarias	634.904	842.584	779.554	6.139.355	6.902.171	7.291.539	2.007.901	1.751.654	1.685.480	-	-	-	-	8.782.080	9.496.409			
Ventas de energía	607.586	796.958	737.859	5.228.992	5.941.210	6.522.617	1.058.981	848.058	859.847	-	-	-	-	6.896.559	7.596.226			
Otras ventas	1.737	5.200	2.689	-	-	-	1.604	1.408	1.906	-	-	-	-	3.341	6.608			
Otras prestaciones de servicios	25.581	40.426	38.976	910.363	960.961	768.922	947.216	902.188	823.727	-	-	-	-	1.883.160	1.903.675			
Otros ingresos	(12.078)	236.457	14.247	1.050.282	1.728.600	1.469.974	19.465	18.083	21.050	-	-	-	(2)	1.057.689	1.963.138			
Materias Primas y Consumibles Utilizados	(481.153)	(663.342)	(628.448)	(7.112.390)	(6.079.357)	(6.573.470)	(1.254.184)	(1.009.832)	(1.011.914)	-	-	-	-	(6.447.727)	(7.752.531)			
Compras de energía	(432.462)	(608.593)	(490.205)	(3.023.771)	(3.740.199)	(4.722.860)	(880.815)	(665.442)	(749.941)	-	-	-	-	(4.337.048)	(5.014.234)			
Consumo de combustible	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-	16	-			
Gastos de transporte	(4.703)	(11.789)	(14.438)	(757.506)	(733.183)	(593.753)	(249.640)	(234.147)	(174.438)	-	-	-	-	(1.011.849)	(979.119)			
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(43.988)	(42.960)	(23.805)	(931.113)	(1.256.975)	(1.256.873)	(123.729)	(110.243)	(87.535)	-	-	-	-	(1.098.830)	(1.768.178)			
Margen de Contribución	141.673	415.699	265.323	2.477.247	2.551.414	2.188.043	773.082	759.905	694.616	-	-	-	(2)	3.392.002	3.727.016			
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	37.331	55.701	47.471	72.338	114.581	103.072	31.647	27.865	28.747	-	-	-	-	141.316	198.147			
Gastos por beneficios a los empleados	(136.523)	(182.322)	(154.220)	(275.108)	(304.333)	(302.308)	(67.509)	(60.092)	(66.732)	-	-	-	-	(479.140)	(546.747)			
Otros gastos por naturaleza	(96.640)	(158.392)	(135.942)	(537.197)	(601.107)	(556.744)	(92.243)	(86.446)	(102.054)	-	-	-	7	(726.080)	(845.945)			
Resultado Bruto de Explotación	(64.156)	130.686	22.632	1.737.280	1.760.655	1.432.063	644.977	641.232	654.577	-	-	-	(2)	2.328.098	2.532.471			
Gasto por depreciación y amortización	(71.860)	(96.589)	(82.711)	(445.242)	(425.754)	(370.763)	(125.683)	(122.849)	(123.631)	-	-	-	-	(642.785)	(647.106)			
Pérdidas por deterioro de valor provisionales de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	(781.782)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Ganancias por deterioro y reversos de pérdidas por deterioro (Pérdidas por deterioro) determinado de acuerdo con NIIF 9	(11.894)	(17.544)	(6.551)	(233.397)	(236.695)	(307.815)	(10.781)	(13.732)	(12.807)	-	-	-	-	(268.072)	(329.173)			
Resultado de Explotación	(137.913)	16.653	(68.630)	1.068.641	316.324	763.485	506.613	504.651	418.139	-	-	-	(2)	1.429.241	837.526			
Resultado Financiero	229.654	309.097	28.590	(686.200)	(717.280)	(369.365)	(81.878)	(70.722)	(64.566)	-	-	-	14	(537.522)	(478.905)			
Ingresos financieros	12.281	27.318	19.630	226.456	296.634	164.114	42.323	28.974	10.984	-	-	-	-	280.080	362.926			
Efectivo y otros medios equivalentes	6.226	18.433	12.274	514.187	21.338	5.167	-	342	1.993	-	-	-	-	60.413	40.113			
Otros ingresos financieros	8.885	8.885	7.656	171.269	275.296	158.947	42.323	28.632	8.991	-	-	-	-	219.647	312.813			
Costos financieros	(226.804)	(292.370)	(262.785)	(900.157)	(969.208)	(631.140)	(133.023)	(85.378)	(61.476)	-	-	-	-	(1.259.784)	(1.363.956)			
Préstamos bancarios	(252)	(25)	(405)	(32.827)	(28.412)	(72.414)	-	(9.528)	(3.233)	-	-	-	-	(33.079)	(31.670)			
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	(184.426)	(148.882)	(77.476)	-	(6.951)	(40.559)	-	-	-	-	(184.426)	(156.833)			
Otros	(226.352)	(292.345)	(262.380)	(682.904)	(808.914)	(808.914)	(381.250)	(133.023)	(75.194)	-	-	-	-	(1.042.279)	(1.176.463)			
Resultados por Unidades de Reajuste	477.620	585.198	279.374	-	-	-	-	-	(11.389)	-	-	-	-	477.620	585.198			
Ganancias (pérdidas) de cambio en moneda extranjera	(33.743)	(11.049)	(7.929)	(10.499)	(27.706)	(2.329)	8.824	(4.318)	(4.093)	-	-	-	-	14	(35.418)			
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	2	5	32	-	-	-	(890)	(257)	-	-	-	-	-	(888)	32			
Otras ganancias (pérdidas)	95	-	-	-	(208.762)	519	173	3.808	573	-	-	-	-	266	(204.954)			
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	(215.982)	543	-	-	-	-	-	-	-	-	(215.982)			
Resultados en Ventas de Activos	95	-	-	-	7.220	(24)	173	3.808	573	-	-	-	-	266	11.028			
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	91.738	325.655	(40.008)	373.441	(609.718)	384.649	425.920	437.480	364.127	-	-	-	(2)	891.099	153.415			
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	25.695	(131.230)	(138.481)	(101.259)	(104.008)	(102.921)	(158.257)	(153.804)	(107.270)	-	-	-	-	(238.821)	(389.042)			
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	117.433	184.425	(178.489)	272.182	(713.726)	281.728	267.663	283.676	256.857	-	-	-	(2)	652.278	(235.627)			
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	152.255	124.954	85.173	2	25	152.255	124.956			
GANANCIA (PÉRDIDA)	117.433	184.425	(178.489)	272.182	(713.726)	281.728	267.663	283.676	256.857	152.255	124.954	85.173	25	14	809.533			

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Línea de Negocio		Distribución															Totales	
País	Argentina	Brasil			Colombia			Perú			Eliminaciones			2022	2021			
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021			
	(Reexpresado)																	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	41.310	230.378	266.871	874.569	1.425.388	(53.565)	278.858	689.072	421.301	196.923	235.305	221.034	-	-	1.391.960			
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(60.408)	(189.697)	(187.632)	(856.103)	(1.356.285)	(1.043.563)	(275.268)	(383.172)	(326.150)	(173.824)	(182.803)	(153.866)	-	-	(1.386.603)			
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	20.011	(35.377)	(76.665)	(232.386)	(121.754)	878.164	(231.302)	(259.901)	(125.249)	(19.674)	(99.856)	(48.896)	-	-	(463.351)			

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

36. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros compromisos

36.1 Garantías directas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos				
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor contable	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Planta Ciclo Combinado	US\$	-	-	36.734
BNDES	Enel Distribución Río S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	-	-	660
Banco do Nordeste	Enel Distribución Ceará S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Clientes	US\$	5.014	42.927	52.275
Banco do Nordeste, BNDES, Itaú Unibanco	Enel Brasil S.A.	Acreedor	Depósitos en garantía y prenda sobre acciones	Depósitos y acciones (*)	US\$	553.517	446.598	383.149
CAF	Enel Distribución Perú S.A.	Acreedor	Hipoteca	Propiedades, planta y equipo	US\$	5.615	5.483	4.508
Total						564.146	495.008	477.326

(*) Corresponden a títulos de acción que se tienen sobre las compañías de: EGP Cabeça De Boi, EGP Fazenda, EGP Maniçoba Eólica, EGP Salto Apiacás, EGP Morro Do Chapéu I Eólica, y EGP Delfina A Eólica.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el monto de las propiedades, planta y equipo del Grupo gravados como garantía de pasivos asciende a MUS\$ 5.615 y MUS\$ 60.438, respectivamente (ver Nota 17.c.ii). Cabe destacar que las propiedades, planta y equipo de Enel Distribución Perú han sido clasificadas como mantenidas para la venta (ver Nota 6.1).

Al 31 de diciembre de 2023, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de MUS\$ 53.686.334 (MUS\$ 52.122.388 al 31 de diciembre de 2022).

36.2 Garantías Indirectas

miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía	Deudor		Garantía		Tipo de Garantía	Moneda	Saldo pendiente	
				Nombre	Relación	Garante	al 31.12.2023			al 31.12.2022	
Solidario	Bono H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) ¹⁾	Codeudor Solidario	US\$	46.223	53.853	
Solidario	Bono M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Enel Generación Chile (ex Endesa Chile)	Enel Generación Chile	Subsidiaria	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) ¹⁾	Codeudor Solidario	US\$	229.260	261.608	
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 III	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	37.117	37.116	
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131 IV	Febrero 2025	SCOTIABANK	Enel Distribución Río	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	22.247	22.249	
Bonos	DEBÉNTURES - 23ª EMISSÃO - 2ª série	Septiembre 2023	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	-	139.403	
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) B	Abril 2038	EUROPEAN INVESTMENT BANK	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	38.905	120.863	
Leasing	C22BR3R00003	Junio 2031	BR Properties S.A.	Enel Distribución Sao Paulo	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	10.411	9.752	
Préstamo Bancario	SCOTIABANK 4131	Abril 2023	SCOTIABANK	EGP Cachoeira Dourada	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	-	31.363	
Préstamo Bancario	BNDES BOA VISTA B1, B2 e B3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Boa Vista	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.251	13.277	
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	43.169	47.353	
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 1	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	44.931	49.286	
Préstamo Bancario	SAN 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	38.614	42.356	
Préstamo Bancario	CHINA 4131 EGP- 2	Agosto-2033	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	Enel Brasil	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	40.190	44.085	
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA B A1, A2 e A3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina B	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.717	13.772	
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA C B1, B2 e B3	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina C	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	3.213	3.225	
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA D A1, A2, A3, C1 e C2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina D	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.740	13.795	
Préstamo Bancario	BNDES DELFINA E A1, A2, A3, D1 e D2	Septiembre 2034	BNDES	EGP Delfina E	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.806	13.860	
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.233	11.405	
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	9.832	10.957	
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA N	Diciembre 2031	PROPARCO	EGP Ituverava Norte	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	19.829	20.700	
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	15.350	17.108	
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA S	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	14.748	16.437	
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA S	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava Sul	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	29.743	31.050	
Préstamo Bancario	CHINA 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANK OF CHINA LTD - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	10.233	11.405	
Préstamo Bancario	SAN 4131 ITUVERAVA	Diciembre 2031	BANCO SANTANDER S.A. - MILAN BRANCH	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	9.832	10.957	
Préstamo Bancario	PROPARCO 4131 ITUVERAVA	Junio 2032	PROPARCO	EGP Ituverava	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	19.829	20.700	
Préstamo Bancario	BNDES SÃO ABRAÃO A1, A2 e A3	Diciembre 2034	BNDES	EGP Sao Abraao	Subsidiaria	Enel Brasil	Aval	US\$	13.284	13.310	
Préstamo Bancario	BEI 2017	Julio 2033	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	119.445	127.245	
Préstamo Bancario	ENEL ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLES FL (LATAM) 2021	Diciembre 2036	EUROPEAN INVESTMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	27.535	10.181	
Préstamo Bancario	BID 2021	Septiembre 2031	INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK	EGP Perú	Subsidiaria	Enel SPA	Aval	US\$	38.937	40.702	
Total									947.624	1.259.373	

(1) Al dividirse el emisor original, entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y Endesa Américas y de acuerdo con el contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión llevada a cabo en 2016, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

36.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados financieros consolidados, los litigios más relevantes de Enel Américas y sus subsidiarias son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Américas (Sociedad Matriz):

1. El Servicio de Impuestos Internos (SII) efectuó una revisión normal correspondiente al año comercial 2012 (Año Tributario 2013). Con fecha 4 de septiembre 2015, notificó liquidación de impuestos por diferencia del impuesto adicional. Con fecha 1 de abril 2022, la Corte Suprema otorgó la suspensión del Cobro de impuestos por un período de noventa días, y así se ha repetido la situación hasta el cierre de estos estados financieros. El juicio se encuentra a la espera de la resolución de un recurso de casación en el fondo. Cuantía M\$11.497.909 (MUS\$13.166).

b) Juicios pendientes en subsidiarias:

Argentina:

Edesur S.A.

2. Edesur S.A. promovió reclamo administrativo contra el Estado Nacional por los perjuicios del incumplimiento de las obras concernientes al "Plan de Renovación y Repotenciación de Líneas Convencionales y Ampliación de Alumbrado Público" (Plan Más Cerca Eléctrico) que debían ser solventadas por la Autoridad Federal y ejecutado por las jurisdicciones locales en las cuales Edesur S.A. presta su servicio. Los daños se corresponden a los costos de la ejecución de las obras y penalizaciones por deficiente calidad de servicio que Edesur S.A. tuvo que afrontar en las zonas donde no se ejecutó correctamente el plan de infraestructura eléctrica mencionado. Cuantía es de MARS 3.100.000 (MUS\$3.834).

Brasil:

Enel Brasil S.A.

3. En 2014 la administración tributaria notificó a Enel Brasil un acta de infracción, requiriendo el cobro de Impuesto a la Renta sobre dividendos supuestamente distribuidos en exceso a lo que correspondía en los años de 2009 y 2010. Tras el desecho del proceso en el nivel administrativo, Enel Brasil recurrió al Poder Judicial. La compañía presentó garantía en la acción judicial de cobro y fue aceptada. La compañía presentó su defensa en el plazo legal. Actualmente la demanda está en la fase de producción de pruebas de peritaje. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL413.968 (MUS\$85.221).

Enel Distribución Ceará S.A. (Companhia Energética do Ceará S.A. o "Coelce")

4. El Ministerio Público ha presentado una Acción Civil Pública en contra Enel Distribución Ceará, Enel Generación Fortaleza S.A. y ANEEL afirmando que: a) el contrato de compraventa de energía eléctrica [PPA] suscrito entre Enel Distribución Ceará y Enel Generación Fortaleza S.A. (empresas del mismo grupo económico) es ilegal, el precio de la energía contratada sería muy elevado, con excesivo coste en la tarifa de los consumidores finales, b) la revisión tarifaria hecha conducida por ANEEL desde 2002 es equivocada, pues ha considerados datos

imprecisos en el proceso. Enel Distribución Ceará opuso embargos de aclaración en contra la decisión a la fecha sin resolución. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

5. Electrificadoras rurales han presentado demandas de revisión de alquiler de la red de suministro de energía en el área rural del estado de Ceará, supuestamente de su propiedad. A pesar de que Enel Distribución Ceará paga regularmente el alquiler de la red a 13 electrificadoras rurales, una discusión sobre la propiedad de estos activos está pendiente de decisión, pues los mismos ya habrían sido sustituidos directamente por Enel a lo largo de los más de 30 años de estos contratos de alquiler.
 - (i) Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de cobro). No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia y Cooperativa de Eletrificação Rural do Vale do Acaraú – COPERVA x Companhia Energética do Ceará – Coelce (acción de revisión de los montos cobrados a Coelce). Enel ha presentado un recurso al propio STJ para que decida sobre la cuestión, a la fecha sin juicio. El monto involucrado en las dos demandas es de MBRL475.906 (MUS\$97.971).
 - (ii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COERCE x Companhia Energética do Ceará – Coelce. No hay decisión cautelar y todavía no hay decisión de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es de MBRL 285.481 (MUS\$58.770).
 - (iii) Cooperativa de Energia, Telefonía e Desenvolvimento Rural – COPERCA x Companhia Energética do Ceará – Coelce. El monto involucrado en la demanda es de MBRL247.981 (MUS\$51.050).
6. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribuição Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribuição Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El 2 de diciembre de 2021, las dos sociedades de Enel han presentado sus defensas y el 24 de febrero de 2022 la Endicon presentó réplica. El monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribuição Ceará era de MBRL291.383 (MUS\$59.985).
7. Fueron presentadas 6 demandas por diferentes instituciones contra Resolución Ratificativa N°3.026, que autorizó el reajuste tarifario anual del servicio de distribución de energía eléctrica prestado por Enel Distribución Ceará en el porcentaje promedio del 24,85%, alegando su nulidad. Todas las acciones alegan que el índice es abusivo por su propio valor y por el contexto de la pandemia. El 21 de junio de 2022, el juez decidió por no conceder la medida cautelar solicitada, determinando la agrupación de las acciones. El monto involucrado en las demandas es indeterminado.
8. Se presentó una acción civil pública a través de la cual el Instituto de Defensa de los Consumidores, en la cual se cuestiona la inclusión de los costes por hurto de energía reflejado en la tarifa, y plantea que los consumidores no podrían pagar por el costos por hurto de energía hecho por otras personas y que la distribuidora debería adoptar las acciones necesarias para su reducción. Se pronunció sentencia de primera instancia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
9. Enel Distribución Ceará, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del ICMS total gravado a las compras de energía, debe aplicar la regla de prorrateo (subsidio para consumidores de bajos ingresos del estado de Ceará), Enel Distribución Ceará registra 10 demandas correspondientes al período de 2005 a 2014. La Compañía sigue con su defensa en los procesos administrativos y judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en MBRL281.698 (MUS\$57.991).

10. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará por los periodos correspondientes al 2003 y del 2004 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado a la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Ceará presentó sus defensas en todos los procesos administrativos y aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL253.885 (MUS\$52.266).
11. El Estado de Ceará levantó actas contra Enel Distribución Ceará para exigir ICMS sobre el subsidio pagado por el Gobierno Federal a Enel Ceará (y todos los distribuidores en Brasil) por descuentos regulatorios aplicados a ciertos consumidores, para los años de 2015, 2016 y 2017. La cuantía total involucrada en todos estos casos es de MBRL367.995 (MUS\$75.757).

Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energía y Servicios)

12. Endicon Engenharia de Instalações e Construções S/A ha presentado una demanda por daños materiales y morales en contra Enel Distribución Rio (Ampla Energía e Serviços) y Enel Distribución Ceará (Companhia Energética do Ceará – COELCE) por supuestos incumplimientos contractuales. El monto involucrado en la demanda en relación con los contratos de Enel Distribución Rio es de MBRL208.516 (MUS\$42.926).
13. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói interpuso una reclamación laboral en contra de Enel requiriendo el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley N°2.335/87. La acción de rescisión presentada por Enel fue juzgada desfavorable el 6 de junio de 2022. Posteriormente, Enel presentó sucesivos recursos, quedando pendiente de resolución solo uno de ellos. El monto involucrado en la demanda era de MBRL148.862 (MUS\$30.645).
14. Enel Distribución Rio de Janeiro presentó una acción de naturaleza cautelar para suspender y, en definitiva, dejar sin efecto la resolución ratificatoria N°3064/2022 que aprobó la Revisión tarifaria Extraordinaria en 2022. La acción se encuentra resuelta favorablemente a Enel. El monto involucrado en la acción es indeterminado.
15. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Enel Distribución Río S.A. un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial que había reducido a cero la alícuota de impuesto a la renta retenido en la fuente imponible sobre los intereses remitidos al exterior en razón de las Fixed Rate Notes (FRN) emitidos por la Compañía en 1998. Se espera sentencia. La cuantía total de este litigio se estima en MBRL1.448.454 (MUS\$298.183).
16. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas en contra de Enel Distribución Río S.A. por los periodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2017, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS gravado sobre la adquisición de activos fijos. Enel Distribución Río S.A., presentó sus descargos administrativos y judiciales en todos los procesos y el proceso judicial aguarda fallos definitivos. La cuantía total de este litigio se estima MBRL147.192 (MUS\$30.301).
17. Cibran ha presentado algunas demandas indemnizatorias por problemas con el suministro de energía, ocurridos durante el período que va entre los años 1987 a 1999 y algunos días del año de 2002. El monto involucrado es indeterminado.
18. Como consecuencia del evento climático del 18 de noviembre de 2023, el 31 de diciembre se presentaron 3038 acciones individuales y 16 acciones colectivas por representantes Municipales y el Ministerio Público, en las cuales se solicitan medidas cautelares para brindar asistencia a la Distribuidora y brindar información. y, en definitiva, el mantenimiento de las medidas de asistencia, así como la orden de pago de las cantidades por daños

morales y materiales individuales y colectivos que se determinarán en el momento procesal oportuno. Al 31 de diciembre de 2023, el monto involucrado en las acciones individuales es de MBRL61.373 (MUS\$12.634). Las acciones colectivas son de monto indeterminado.

Enel Distribución Sao Paulo S.A. (Eletropaulo)

19. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión administrativa de ANEEL que determinó la exclusión retroactiva de las tarifas practicadas por Eletropaulo antes de la fecha de su tercera revisión periódica, con restitución de valores asociados a la red posiblemente inexistente y rechazó el pedido subsidiario (hecho por Eletropaulo) para la inclusión otros activos (red) de servicio existentes en la base de remuneración, pero inexistente en la base de remuneración de la compañía. No hay una decisión de primera instancia y la demanda está en su fase inicial. El monto involucrado en la demanda es de MBRL1.314.967 (MUS\$270.703).
20. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL con el objetivo de impedir el traspaso a la tarifa de los consumidores de los montos contratados con partes relacionadas y la devolución en doble a los montos ya cobrados. El juez dictó decisión favorable a Eletropaulo, rechazando los requerimientos, pero el Tribunal Regional Federal [TRF] ha aceptado la apelación del MPF y anuló la sentencia. Actualmente, un recurso de Eletropaulo contra la decisión de TRF está pendiente de juicio en el Superior Tribunal de Justicia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
21. Rui Goethe da Costa Falcão y otros demandantes presentaron dos acciones populares con el objetivo de solicitar la nulidad de la adquisición de Eletropaulo en 1998, por supuestos defectos en el aviso público y subvaluación de los activos de la empresa. Con fecha se dictó sentencia dando por terminada la instrucción probatoria y determinando que las partes presenten alegatos finales. El 6 de junio de 2019, Eletropaulo presentó alegatos finales solicitando el reconocimiento de su ilegitimidad pasiva y, subsidiariamente, el sobreseimiento de la acción. Con fecha 18 de diciembre se dictó sentencia de primera instancia favorable a Enel. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
22. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo y ANEEL buscando el reconocimiento y consecuente extinción del beneficio por la contabilización indebida de los beneficios generados por el pago de interés sobre el capital propio en la composición tarifaria. La sentencia de primera instancia fue favorable a la Compañía. Aguardamos la decisión del recurso de apelación interpuesto por el MPF. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
23. Ministerio Público Federal (MPF) ha presentado una acción civil pública en contra Eletropaulo buscando fijar el plazo de prescripción para el cobro de las cantidades referentes a facturas de consumo vencidas en 90 días y la doble devolución de cualquier cantidad que se haya cobrado erróneamente a los consumidores que firmaron Términos de Confesión de Deuda (TCD's) que estuvieran parcial o totalmente compuestas por deudas de terceros. Sentencias de primera y segunda instancia desfavorables (en segunda instancia aumentando al doble la pena). Interpusimos recurso que fue otorgado por el Tribunal Superior de Justicia y determinó la devolución para nueva sentencia en segunda instancia. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
24. El Ministerio Público del Trabajo ha presentado una Acción Civil Pública en contra de Eletropaulo afirmando que la compañía estaría contratando a terceros para la ejecución de servicios finales ("Tercerización"), lo que sería en contrario a la legislación brasileña (Enunciado 331 del TST), que solamente permitiría la ejecución de los servicios no esenciales por terceros. Fue rechazado un recurso de apelación en contra del Ministerio Público del Trabajo en la Corte Superior del Trabajo. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.

25. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, solicitando que se reconozca que los montos de COFINS pagados por la Compañía fueron hechos de conformidad con las reglas del Programa de Amnistía del Gobierno Federal brasileño (reducción de multas e intereses) creado en 1999. Cuantía del litigio es de MBRL171.884 (MUS\$35.385).
26. En mayo de 2008, la Autoridad Tributaria brasileña presentó una demanda judicial contra Enel Distribución Sao Paulo para solicitar el pago del impuesto PIS (Programa de Integración Social), correspondientes al aumento de la tasa para el periodo de marzo de 1996 a diciembre de 1998. La Compañía efectuó un depósito judicial y, en contra de la decisión, presentó embargos de aclaración que aguardan fallo. Cuantía del litigio es de MBRL259.602 (MUS\$53.442).
27. De acuerdo con una decisión definitiva emitida en un juicio, se reconoció el derecho de Enel Distribución Sao Paulo de compensar los créditos por los FINSOCIAL (contribución social establecida en marzo 1992 antes del COFINS) relacionados con montos pagados desde septiembre de 1989 hasta marzo de 1992. La Compañía presentó un recurso de apelación, el cual está pendiente ante el Tribunal Administrativo de segunda instancia. Cuantía del litigio es de MBRL256.185 (MUS\$52.739).
28. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2001 y 2002, debido a que la compañía supuestamente dedujo montos integrados pagados a su fondo de pensiones tanto del IRPJ como del CSLL, cuando la regulación específica establece una limitación del 20% para tales deducciones. Cuantía del litigio es de MBRL191.000 (MUS\$39.320).
29. Acta tributaria levantada por la autoridad tributaria contra Enel Distribución Sao Paulo la cual no ratifica la compensación relacionada con los créditos del Programa de Integración Social (PIS) originados por cambios legislativos introducidos por los Decretos 2.445 y 2.449 / 1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). Cuantía del litigio es de MBRL183.019 (MUS\$37.677).
30. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, en la que solicita el reconocimiento del derecho de compensar los créditos impositivos totales resultantes de la división de Enel Distribución Sao Paulo con la Contribución Social a la Utilidad Líquida (CSLL). Se dictaron fallos favorables en primera y segunda instancias. En mayo de 2017, la Autoridad Tributaria presentó un recurso especial ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) que aguarda fallo. Cuantía del litigio es de MBRL170.266 (MUS\$35.051).
31. En julio de 2000, Enel Distribución Sao Paulo presentó una demanda solicitando el reconocimiento de los créditos originados por pagos indebidos de PIS (Contribución al Programa de Integración Social) realizado de conformidad con los Decretos 2.445 y 2.449 /1988, que fueron declarados inconstitucionales por el Tribunal Supremo Federal (STF). La Autoridad Tributaria Federal no ratificó la cuantía total de MBRL717.126 (MUS\$147.630).
32. Actas emitidas por la Autoridad Tributaria del Municipio de Sao Paulo, que requieren el pago de la Contribución al Alumbrado Público (COSIP) relacionado con el periodo de marzo de 2011 a diciembre de 2015. Estas liquidaciones tributarias se basan en las siguientes supuestas irregularidades imputadas a la Compañía: (i) clasificación incorrecta de los clientes, (ii) aplicación ilegal de exención tributaria y (iii) falta de pago de multa por incumplimiento en los pagos atrasados de la contribución. Enel SP presentó otra garantía con el fin de discutir otras 2 deudas relacionadas con el mismo tema que la empresa está a la espera de las actas de cobro. La cuantía del litigio MBRL235.341 (MUS\$48.448).

33. Actas fiscales emitidas por la Autoridad Tributaria del Estado de São Paulo que requieren el pago de ICMS debido a presuntas compensaciones irregulares, en las cuales la Compañía utilizó créditos asignados en la adquisición de activos fijos, y que a juicio de la autoridad era improcedente. La Compañía presentó sus descargos en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. Cuantía del litigio es de MBRL202.622 (MU\$41.712).
34. Demanda presentada por Enel Distribución Sao Paulo, reclamando el derecho a no considerar, en sus bases de cálculo del Impuesto a la Renta de las Persona Jurídicas (IRPJ) y la Contribución Social sobre la Utilidad Líquida (CSLL), los montos relacionados con intereses derivados de la demora en cumplir obligaciones contractuales por parte de terceros que mantienen relaciones contractuales de cualquier tipo con la Compañía (intereses como evaluación anticipada de perjuicios). Cuantía del litigio es de MBRL254.380 (MUS\$52.367).
35. Demandas presentadas por Enel Distribución Sao Paulo contra las actas fiscales emitidas por la autoridad tributaria del Estado de São Paulo que cobran el pago de ICMS debido a presuntas irregularidades en las operaciones de reversión de la deuda. La compañía ha controvertido judicialmente cinco actas fiscales y dos procesos administrativos que aguardan decisiones finales. Cuantía del litigio es de MBRL218.873 (MUS\$45.058).
36. Actas tributarias emitidas por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo basada en la supuesta falta de pago de PIS / PASEP y COFINS en el periodo de 2013 a 2018, derivada de la desconsideración de créditos asignados en la adquisición de bienes y servicios. Cuantía del litigio es de MBRL293.684(MUS\$60.459).
37. Acta tributaria emitida por la Autoridad Tributaria Federal contra Enel Distribución Sao Paulo, basada en la supuesta falta de pago del Impuesto a las Ganancias (IRPJ) y Contribución Social sobre la Utilidad Líquido (CSLL) para los años fiscales 2017, 2018 y 2019, debido a que la compañía presuntamente dedujo determinados montos. El uso tributario de la amortización del agio se inició luego de las reorganizaciones societarias realizadas por el anterior controlador en 2016. Se presentó un nuevo recurso que se encuentra pendiente. Cuantía del litigio: MBRL848.924 (MUS\$174.762).
38. Socrel – Serviços de Eletricidade e Telecomunicações Ltda. ha presentado una acción contra Enel Distribución Sao Paulo en la cual exige una indemnización por cuenta de la rescisión de 11 contratos. Alega que una sucesión de hechos ocurridos tanto en los contratos, se han materializado con la terminación de los mismos, por lo que reclama indemnización por daños. El 27 de marzo de 2023 se dictó sentencia desestimando las solicitudes formuladas por Socrel. El 7 de noviembre de 2023, se dictó sentencia de nulidad del proceso y se encuentra pendiente una nueva sentencia. El monto involucrado en la demanda es de MBRL327.286 (MUS\$67.376).
39. Eletropaulo ha presentado una acción anulatoria de la decisión de La Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL que ha sancionado a Enel por supuestos errores en el registro de la base de activos de la compañía para la cancelación total de la sanción. El juez dictó decisión rechazando la demanda de Eletropaulo. ENEL Sao Paulo ha presentado una apelación al Tribunal (segunda instancia), a la fecha sin resolución. Hay una medida cautelar vigente suspendiéndose todos los efectos de las sanciones. El monto involucrado en la sanción es de MBRL193.992 (MUS\$39.936).
40. Como consecuencia de los eventos climáticos del 3 de noviembre, al 31 de diciembre de 2023 se interpusieron 341 acciones individuales y 6 acciones colectivas propuestas por representantes Municipales, Sindicatos, Partido Político, Ministerio Público y Defensoría Pública, en las cuales se solicitan medidas cautelares. las disposiciones de servicios del distribuidor y el suministro de información y/o documentos y, en definitiva, el mantenimiento de las medidas de servicio, así como la orden de pago de las cantidades por daños morales y materiales individuales y colectivos que se determinarán en el momento procesal oportuno. Por lo tanto, al 31 de

diciembre de 2023, el monto involucrado en las acciones individuales es de MBRL6.273 (MUS\$1.291). Las acciones colectivas son de monto indeterminado.

41. Representantes Municipales, Sindicatos, Partido Político, Ministerio Público y Defensoría Pública han interpuesto 341 acciones individuales y 6 colectivas Como consecuencia de los eventos climáticos del 3 de noviembre, en las cuales se solicitan medidas cautelares y, en definitiva, el mantenimiento de las medidas de servicio, así como la orden de pago de las cantidades por daños morales y materiales. . A la fecha estas acciones se encuentran en curso. El monto involucrado en la demanda es indeterminado.
42. En marzo de 2017, el Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) resolvió un asunto de repercusión general, relacionado con el cálculo de los impuestos PIS y COFINS. El STF confirmó la tesis de que el impuesto ICMS no debe formar parte de la base de cálculo del PIS y COFINS, sin embargo, el Gobierno Federal presentó un recurso de apelación, buscando determinar los efectos temporales y algunas aclaraciones.

En mayo de 2021 el STF dictó fallo en el recurso de apelación y confirmó que el ICMS a considerar en estos créditos es el ICMS facturado y no el ICMS pagado. Además, el Tribunal estableció que los efectos se darán a partir del fallo de marzo de 2017, excepto para los contribuyentes que presentaron demanda individual antes de esta fecha.

Nuestras filiales en Brasil que fueron afectadas por la resolución del STF, presentaron acciones judiciales en este sentido, en los respectivos Tribunales Regionales Federales. Se notificó en 2019 y 2020 a Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará en 2019 y Enel Distribución Rio en septiembre de 2021 de que los fallos definitivos emitidos por dichos Tribunales, reconociendo su derecho a deducir el ICMS aplicado a sus propias operaciones de las bases de cálculo del PIS y COFINS (por los periodos comprendidos entre diciembre-2003 en adelante para Enel Distribución Sao Paulo y para Enel Distribución Rio, mayo-2001 en adelante para Enel Distribución Ceará).

Considerando diversos análisis internos y de asesores legales, como así también las mejores estimaciones disponibles, Enel Distribución Sao Paulo, Enel Distribución Ceará y Enel Distribución Rio reconocieron activos por MBRL3.566.214 (MUS\$734.151), MBRL396.205 (MUS\$81.564) y MBRL2.926.938 (MUS\$602.548), respectivamente.

Como el pago en exceso de los impuestos PIS y COFINS fue repercutido en su momento a los clientes finales, en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, nuestras subsidiarias han reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos antes indicados, netos de cualquier costo incurrido o por incurrir por las Compañías en estos procesos judiciales. Estos pasivos representan la obligación de restituir a los clientes finales los impuestos que se recuperen.

El Grupo adoptará los procedimientos de recuperación de crédito fiscal de acuerdo con las disposiciones legales. La transferencia a los consumidores dependerá del uso efectivo del crédito fiscal por parte de las Compañías y se llevará a cabo de acuerdo con las regulaciones de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

El 28 de junio de 2022 se publicó la Ley 14.385/2022 para regular la devolución a los consumidores de los montos de los impuestos recaudados en exceso por los prestadores del servicio público de distribución de energía eléctrica, tales como los resultantes de la exclusión del ICMS de la base de cálculo del PIS y COFINS.

En 29 de diciembre de 2023, fue publicada una Medida Provisional 1.202/23, reglamentada por un acto normativo del Ministerio de la Hacienda, alterando la legislación que trata de las compensaciones tributarias,

creando límites para la utilización de créditos provenientes de una decisión judicial definitiva y estableciendo que las compensaciones podrán ser realizadas tras 5 años.

Las Compañías seguirán adoptando los procedimientos de recuperación del crédito tributario de acuerdo con las previsiones legales.

43. Enel Distribución Sao Paulo, la compañía tiene 2 acciones judiciales (periodo de diciembre 2003 hasta diciembre 2014 y enero 2015 adelante) y la Unión Federal interpuso una acción rescisoria contra el segundo litigio, por entender que parte del plazo (período anterior a marzo de 2017) estaría alcanzado por la modulación de los efectos de la sentencia del Supremo Tribunal Federal de Brasil (STF) en el asunto de repercusión general. En mayo de 2022, la Sociedad presentó su defensa en el sentido de que la segunda accione solo reforzó el derecho reconocido en las primeras acciones. En octubre de 2023, hubo decisión juzgando procedente la acción rescisoria, por considerar que la Compañía había presentado el segundo litigio después de la fecha de la modulación temporal de efectos definido por el STF, en relación con el período anterior al 15 de marzo de 2017. Ante la referida decisión, se interpusieron recursos de aclaración por omisiones contenidas en la decisión apelada, especialmente en lo que respecta a que la Compañía ya tenía cosa juzgada del tema a su favor en el primer litigio. Además, es importante señalar que, como se mencionó anteriormente, la Compañía en forma simultánea al reconocimiento de estos impuestos por recuperar, ha reconocido un pasivo de orden regulatorio por los mismos montos.
44. Eletropaulo ha presentado una acción de cobro contra CTEEP por el valor histórico de R\$1,8 mil millones, que actualmente asciende a R\$2,1 mil millones (MUS\$432.312), cuyo origen es una deuda con Eletrobras (contraída previamente a la privatización de la Sociedad) y que fue objeto de un acuerdo por parte Compañía en 2018, excepto por su derecho a cobrar del deudor real (CTEEP). En el entendimiento de la Compañía y sus asesores legales y árbitros contratados, en virtud de escisión de la Compañía ocurrida en 1998, y con anterioridad a su privatización, la deuda en cuestión fue transferida a la Compañía Paulista de Transmisión – EPTE (predecesor de CTEEP), en términos del protocolo de división de 22 de diciembre de 1997. Por tanto, la CTEEP es responsable de la deuda. La acción fue juzgada infundada en primera y segunda instancia. Actualmente se encuentra pendiente de resolución. El monto involucrado en la demanda corresponde al pago de costos de honorarios deMBRL365.000 (MUS\$ 75.140).

Enel Cien S.A.

45. Enel Cien es una transmisora del grupo Enel en Brasil, su red conecta el sistema eléctrico de Brasil y Argentina. Enel Cien ha firmado con dos empresas brasileñas (Furnas y Tractebel Energia S.A) contratos de compra y venta de energía con potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. En 2005, en razón de la crisis energética y económica en Argentina, no fue posible cumplir los términos del contrato. Las dos compañías han presentado acciones de declaración de rescisión contractual, imposición de sanción contractual y pedido de indemnización (no estimable a la fecha).
 - Furnas y Enel Cien S.A. La demanda fue juzgada en favor de Enel y la decisión quedó firme.
 - Tractebel Energia S.A. y Enel CIEN S.A. En febrero de 2023, fue publicada decisión favorable a CIEN. A la espera de juzgamiento del recurso de Tractebel. El monto involucrado en la demanda era de MBRL715.470 (MUS\$147.289).

Colombia:

Enel Colombia S.A. (ex Emgesa S.A. ESP)

46. En demanda de Acción Popular que cursa en el Tribunal Administrativo del Huila contra Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), – Nación – Ministerio de Ambiente y Desarrollo y Ministerio de Minas y Energía, Comepez y Otras empresas piscícolas y pescadores artesanales, solicitan la protección de los derechos colectivos y de medio ambiente sano, salubridad pública, seguridad alimentaria, y que se ordene a las entidades realizar de manera inmediata medidas correctivas y preventivas necesarias para que cese el peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania, con ocasión del llenado del embalse y la operación de El Quimbo. Ocurrida ya la sentencia de primera instancia, estableció algunas obligaciones que tienen por objeto implementar un proyecto de descontaminación. Actualmente, esta demanda se encuentra en segunda instancia. Este proceso no tiene una cuantía por tratarse de una acción de protección a derechos colectivos. Estimamos que se profiera fallo en 2025.
47. Demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho presentada por Emgesa contra La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR). La CAR mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189 de 8 de julio de 2005, impuso a Enel Colombia S.A. (ex Emgesa), la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña. Enel Colombia S.A. (ex Emgesa) interpuso demanda en contra de dichas resoluciones buscando su nulidad. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que se encuentran pendientes de resolución. Existe además una acción paralela, de nulidad y restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, en esta demanda el 8 de abril de 2022 se dictó fallo negando nuestras pretensiones, se presentó recurso de apelación ante el Consejo de Estado, esperamos fallo de segunda instancia en 2027. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.
48. Acción de grupo por inundaciones Barrio Bosa y Kennedy en Bogota DC. La Alcaldía de Bogotá, el Ministerio de Ambiente, la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, la Superintendencia de Servicios Públicos y Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), fueron demandado por un grupo de habitantes de estos sectores solicitando una indemnización por las inundaciones ocurridas en los años 2010 y 2011, a causa del desbordamiento del río Bogotá. En lo referente a Enel Colombia SA ESP (Ex Emgesa), el demandante señala que existe responsabilidad por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la Compañía en su defensa argumenta que la operación de las compuertas no generó estas inundaciones, por cuanto la descarga, en caso de presentarse, no alcanza a llegar a los barrios mencionados en la demanda e igualmente, la inundación se produjo por el mal estado del sistema de acueducto y alcantarillado del sector. Este litigio se encuentra en etapa probatoria y recientemente el Juzgado a cargo del proceso ordenó a la parte demandante la elaboración de un informe de experto para determinar la cuantía del proceso. Según la demanda, el litigio tiene una cuantía de MCOP2.222.742.173 (MUS\$573.759).

Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP)

49. Acción de Grupo en contra de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP), presentada por varios Conjuntos Residenciales entre ellos el Centro Médico de la Sabana, la cual se cursa ante el Juzgado Primero Administrativo de Bogotá D.C. donde pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002,

modificada por la resolución 097 de 2008. El proceso se encuentra para fallo de primera instancia actualmente. La cuantía estimada es MCOP337.626.840 (MUS\$87.152).

50. Acción popular de Henry Andrew Barbosa contra Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos del Distrito Capital de Bogotá (UAESP). Mediante el fallo de acción popular se ordenó que Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP) y la UAESP reliquidaran el Convenio de Alumbrado Público de 1997 suscrito entre ellas, determinó que había 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación. Las partes acordaron en el año 2014 la reliquidación y realizaron una transacción para los periodos 1998 a 2004, quedando una obligación a pagar de Enel Colombia S.A. (ex Codensa S.A. ESP). La UAESP expidió Resolución por la cual da inicio el cobro ejecutivo por MCOP113.082.894 (MUS\$29.190), el cobro está suspendido por la admisión de la demanda de nulidad.
51. Acción de grupo Alfonso Jimenez Cuesta por cobro de sanciones a usuarios. Se demanda a Enel Colombia S.A. ESP (Ex Codensa) por parte de un grupo de usuarios, por indemnización por las sanciones que impuso la anterior Codensa, a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que se tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, Codensa actuó en cumplimiento de la ley, mientras estuvo vigente. Este litigio está en etapa probatoria: Tiene una cuantía de MCOP150.000.000 (MUS\$38.720).

En relación a los litigios anteriormente descritos, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$84.664 al 31 de diciembre de 2023 (ver Nota 25). Existen otros litigios que también tienen provisiones asociadas pero que no son descritas en esta nota ya que individualmente representan montos de menor cuantía, la Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por litigios, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

36.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, 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 en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos que exigen su cumplimiento.

Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default las cuales se detallan a continuación:

Restricciones financieras	Enel Américas	Enel Américas	Enel Américas
Tipo instrumento con restricción	Línea de Crédito	Bonos Yankee	Bonos Yankee
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Cualquier deuda que mantenga Enel Américas, por cualquier deuda financiera en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas o alguna Subsidiaria Significativa, por cualquier monto en mora, y que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$150 millones en una deuda individual.	Cualquier deuda financiera que mantenga Enel Américas, 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.
Acreedor	BBVA, S.A. New York Branch	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)	BNY Mellon (representante de los tenedores de bonos)
Número de inscripción	-	ISIN: US29274FAF18	ISIN: US29274FAC86
Nombre indicador o ratio financiero	Cross default	Cross default	Cross default
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$150 millones de principal en forma individual.	Deuda en mora mayor a US\$30 millones de principal en forma individual.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$150 millones.	No poseer deudas individuales en mora superiores US\$30 millones.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$150 millones de forma individual.	No existen deudas en mora por un monto superior a US\$30 millones de forma individual.
Cumplimiento SI/NO	Si	Si	Si
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	-	-	-

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 cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enel Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de la empresa. 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.

Las deudas de las filiales de Enel Américas incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato.

Restricciones financieras	Enel Distribución Perú	Enel Generación Perú	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Ceará
Tipo instrumento con restricción	Bonos IV Programa	Bono III Programa	Bonos 5ta, 6ta y 7ta Emisiones	Bonos 8va, 9va, 10ma y 11ma Emisiones
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento Neto a Patrimonio Neto inferior o igual a 1,70.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Acreedor	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Banco Continental S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	ISIN: PEP70101M506; PEP70101M522; PEP70101M530	ISIN: PEP70051M354	ISIN: BRCOCEDBS077; BRCOCEDBS085; BRCOCEDBS0B1; BRCOCEDBS0D7	BRCOCEDBS0E5; BRCOCEDBS0F2; BRCOCEDBS0G0
Nombre indicador o ratio financiero	Razón de Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	La suma del Total de Pasivos menos Caja dividido por el Patrimonio Neto.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por Patrimonio Neto Consolidado.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,70.	Se debe mantener una Razón de Endeudamiento inferior o igual a 1,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	0,90	0,42	2,84	2,85
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Total de Pasivos; Pasivos Diferidos; Caja; Patrimonio Neto	Deuda Financiera; Caja; Patrimonio Neto Consolidado	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

Restricciones financieras	Enel Distribución Ceará	Enel Distribución Sao Paulo	Enel Distribución Sao Paulo	EGP Volta Grande
Tipo instrumento con restricción	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 24ta, 25ta, 26ta y 27ma Emisiones	Cred. con Inst. Fin.	Bonos 1ra Emisión
Restricción a cumplir por Informante o Subsidiaria	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Acreedor	Scotiabank, BNP Paribas, SMBC, Citi.	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)	BNP Paribas, MUFG y Scotiabank	Oliveira Trust Distribuidora de Títulos E Valores Mobiliarios S.A. (Representante de Tenedores de Bonos)
Número de inscripción	-	ISIN: BREPLDBS0X2; BREPLDBS0Y0; BREPLDBS100; BREPLDBS118; BREPLDBS126		
Nombre indicador o ratio financiero	Deuda Financiera Neta / EBITDA	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA Ajustado	Deuda Financiera Neta / EBITDA
Periodicidad de la medición	Trimestral	Trimestral	Trimestral	Trimestral
Mecanismo de cálculo o definición del indicador o ratio	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA Ajustado más Pérdidas por desactivación de bienes y derechos	Se divide la suma de Deuda Financiera menos Caja por EBITDA.
Restricción que debe cumplir (Rango, Valor y Unidad de medida)	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA Ajustado inferior o igual a 3,50.	Se debe mantener una relación entre Capacidad de pago de la deuda sobre EBITDA inferior o igual a 4,00.
Indicador o ratio determinado por la sociedad	2,85	1,01	1,01	2,08
Cumplimiento SI/NO	Sí	Sí	Sí	Sí
Cuentas utilizadas en el cálculo del indicador o ratio	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA;	Deuda Financiera, Caja, EBITDA	Deuda Financiera, Caja, EBITDA

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

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 2023, Enel Américas se encontraba en cumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, así como de otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

36.5 Otras informaciones

(i) Enel Generación El Chocón S.A.

Central Vuelta Obligado (VOSA)

A partir del año 2015 se produjo la operación inicial de la Central Vuelta Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una. Con fecha 20 de marzo de 2018, CAMMESA habilitó la operación comercial en el Mercado Eléctrico Mayorista, de las dos unidades TGs y TV en su funcionamiento como ciclo combinado de la Central Vuelta de Obligado Térmica, por hasta 778,884 MW (potencia neta).

Conforme lo previsto en el Acuerdo 2008-2011 que dio origen y sustento al Proyecto de la Central Vuelta de Obligado, a partir de la Habilitación Comercial de las instalaciones, entraron en vigencia a) el Contrato de Abastecimiento ("PPA" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y CAMMESA), y b) el Contrato de Gerenciamiento de la Operación y Gestión del Mantenimiento ("COyM" entre el Fideicomiso Central Vuelta de Obligado y la Sociedad Gerenciadora CVOSA). Este hecho singular, marcó el comienzo de la devolución en 120 cuotas mensuales y consecutivas de las LVFVD (Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir) aportadas por los accionistas al momento de realizarse el proyecto. El 07 de febrero de 2019, VOSA suscribió con CAMMESA tanto el Contrato de Abastecimiento, el Contrato de Operación y Gestión del Mantenimiento como los contratos de prenda y cesión en garantía. Desde el mes de marzo 2019, las Sociedades comenzaron a percibir el cobro de las cuotas mensuales. Al 31 de diciembre de 2023, la subsidiaria de generación en Argentina, Enel Generación El Chocón S.A., ha cobrado 67 cuotas de las 120 pactadas.

El saldo pendiente por cobrar al 31 de diciembre de 2023 asciende a MUS\$ 124.922 (MUS\$ 228.130 al 31 de diciembre de 2022). El desglose por compañía es el siguiente: (i) Enel Generación El Chocón S.A. por MUS\$ 124.922 (MUS\$ 153.263 al 31 de diciembre de 2022), (ii) Central Dock Sud S.A. por MUS\$ 0 (MUS\$ 63.327 al 31 de diciembre de 2022) y (iii) Enel Generación Costanera S.A. por MUS\$ 0 (MUS\$ 15.139 al 31 de diciembre de 2022) (Ver Nota 10 y 6.5).

(ii) Edesur:

Acta Acuerdo por el Régimen Especial de Regularización de Obligaciones

El 29 de diciembre de 2022, en el marco del "Régimen Especial de Regularización de Obligaciones" y del "Régimen Especial de Créditos" establecidos por el artículo 87 de la Ley No 27.591, que fuera prorrogada por disposición del Decreto PEN 88/2022, se celebró un acta acuerdo entre la Secretaría de Energía y el ENRE, por una parte, y Edesur, por la otra, de la que CAMMESA fue notificada en el mismo acto. Esta acta acuerdo contempló lo siguiente: (a) el reconocimiento por parte de Edesur de la deuda con CAMMESA y el MEM; (b) el reconocimiento de un crédito a Edesur por parte de la Secretaría de Energía, aplicable a la compensación parcial de la deuda reconocida, y (c) la determinación de un plan de pagos para la deuda del punto (a) luego de la compensación mencionada en (b), cuyo pago queda limitado al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del VAD. Además, Edesur se obligó a aplicar un monto equivalente a una parte del crédito reconocido, a regularizar la deuda de los usuarios morosos alcanzados por las políticas implementadas en beneficio de la demanda, así como a presentar las rendiciones de cuentas del plan de inversiones asociado al mecanismo de la Resolución SE No 371/2021 que promovió la ejecución de inversiones destinadas a la eficiencia energética y a la mejora de la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica. Los efectos de este acuerdo impactaron en los resultados del ejercicio 2022 de la siguiente manera: reconocimiento de Otros ingresos de explotación por MARS 38.979.862 (MUS\$ 220.083); menores "Costos

financieros” por MARS 13.728.100 (MUS\$ 77.509), y su correspondiente impacto en la línea “Impuesto sobre sociedades”.

El 25 de abril de 2023, la Secretaría de Energía emitió una nota dirigida a CAMMESA, mediante la cual le instruye realizar las gestiones necesarias para aplicar el acta acuerdo celebrada el 29 de diciembre de 2022 en el marco del “Régimen Especial de Regularización de Obligaciones”, en lo concerniente a la implementación de un plan de pagos para la deuda remanente de Edesur con esa compañía, según los alcances del acuerdo mencionado. Lo anterior, sobre la base de la memoria de cálculo remitida por CAMMESA a la Secretaría de Energía el 18 de abril de 2023 y de la conformidad manifestada por Edesur el 20 de abril de 2023.

Respecto al “Acta Acuerdo Régimen Especial de Obligaciones” (artículo 87 de la Ley N° 27.591 de Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2021), el 18 de mayo de 2023, con el alcance establecido en el acta acuerdo del 29 de diciembre de 2022, se implementó el plan de pagos con CAMMESA, que considera un plazo de 96 cuotas mensuales, una tasa de interés equivalente al 50% de la vigente en el M.E.M. y un mecanismo de cancelación de cuotas mensuales escalonadas crecientes. La primera cuota se canceló el 25 de septiembre de 2023.

El pago se encuentra sujeto al otorgamiento por parte del ENRE de la recomposición del Valor Agregado de Distribución (VAD) o Costo Propio de Distribución (CPD) durante el proceso de adecuación tarifaria de transición.

Asimismo, se reconoció un pasivo por ingreso diferido por el beneficio de una tasa de interés inferior a la del mercado, que, a la fecha de los presentes estados financieros, asciende a MARS 49.311.317 (MUSD 60.991). Ver nota 9.b).

El 18 de mayo de 2023, CAMMESA y Edesur celebraron un acuerdo de regularización de obligaciones por la deuda acumulada durante el período desde septiembre de 2022 hasta febrero de 2023. La deuda reconocida por Edesur asciende a MARS 23.898.004 (MUSD 29.559), que corresponde a las facturas emitidas por CAMMESA durante el período mencionado, netas de los pagos parciales realizados. Se revierten recargos e intereses. La mencionada deuda fue convertida a megavatios hora (MWh) resultando una deuda consolidada de 5.175.420,24 MWh. El plan de pago establece que Edesur pagará en 96 cuotas iguales, mensuales y consecutivas. El monto mensual de las cuotas se determinará en pesos tomando los MWh totales divididos entre 96 cuotas por el precio de conversión aplicable en el mes correspondiente. El vencimiento de la primera cuota ocurrió el 25 de septiembre de 2023.

El mismo 18 de mayo de 2023, se firmó un “Contrato de cesión de créditos en garantía”, en cumplimiento de lo previsto en la Cláusula Séptima del Acta Acuerdo del 29 de diciembre de 2022 y en la Cláusula Quinta del Acta Acuerdo por el Plan de Regularización de Deudas (Art. 89 de la Ley N° 27.701 y Resolución SE N° 56/2023). En función de este contrato de cesión, Edesur garantiza a CAMMESA el pago de la facturación corriente por la compra de energía y el pago de los planes descriptos en esta nota. Para ello, cede irrevocablemente en garantía la totalidad de los fondos presentes o futuros que ingresen bajo cualquier concepto en la cuenta recaudadora del Banco Provincia de Buenos Aires indicada en dicho contrato. Este contrato se encontrará vigente durante 102 meses contados a partir del 18 de mayo de 2023.

Por último, el 7 de agosto de 2023, la Secretaría de Energía y Edesur suscribieron el “Acta acuerdo para la implementación de obras de corto y mediano plazo de Edesur S.A.” sobre la base de la cual, con fecha 31 de agosto de 2023, CAMMESA y Edesur firmaron un tercer contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía para el financiamiento de las obras de alta tensión allí especificadas por un monto total de MARS 12.245.000 (MUSD 15.145).

Este financiamiento será efectivizado a través de un anticipo equivalente al 60% del monto total y de un desembolso final equivalente al 40% restante. En este sentido, el anticipo se efectivizó mediante la compensación

de MMARS 6.000 (MUS\$ 7.421) de la facturación emitida por CAMMESA con vencimiento en agosto de 2023 más una transferencia de MMARS 1.347 (MUS\$ 1.666) que la Sociedad recibió el 31 de agosto de 2023. El desembolso final, por su parte, será concretado dentro de los treinta días corridos posteriores a la finalización de las obras comprometidas, conforme lo establezca CAMMESA. Los montos podrán ser ajustados siempre y cuando CAMMESA reciba instrucción escrita por parte de la Secretaría de Energía en la que se consignen los ajustes, de acuerdo con la verificación y control previo del ENRE.

Respecto al repago de este financiamiento, el acta suscripta con la Secretaría de Energía establece que, oportunamente, el ENRE deberá contemplar los recursos necesarios en el marco de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) en curso. Por su parte, la Secretaría de Energía establecerá los plazos y condiciones no antes de los ciento ochenta días desde la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios que surjan de la mencionada RTI y donde se otorgue expreso tratamiento a este financiamiento, considerando una tasa de interés equivalente al rendimiento medio obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

En garantía del fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones asumidas por Edesur bajo este contrato y del repago del financiamiento, la Sociedad cede y transfiere a favor de CAMMESA los créditos que, por cualquier concepto, tenga en el M.E.M. Dicha cesión en garantía se mantendrá vigente hasta la total cancelación del financiamiento.

Acuerdo Marco 2022

Con fecha 21 de diciembre de 2022, entre el Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires y las empresas distribuidoras Edesur y Edenor, se firmó el "Acuerdo sobre reconocimiento de consumos de energía eléctrica en barrios populares de la provincia de Buenos Aires" correspondiente al período comprendido entre enero y diciembre de 2021. El Estado Nacional y la provincia de Buenos Aires se comprometieron a compensar a las distribuidoras a través de un crédito en sus facturas de compra de energía eléctrica a CAMMESA, que se hizo efectivo durante los primeros meses del año 2023. Por este acuerdo, la Sociedad reconoció Otros ingresos de explotación por MARS 1.735.650 (MUS\$ 9.800) al cierre del ejercicio de 2022.

Acuerdo Marco 2020

La Provincia de Buenos Aires solicitó el concurso del Ministerio de Economía de la Nación, dirigido a sanear la situación relativa al suministro de energía eléctrica de los barrios populares por el periodo comprendido entre octubre de 2017 y diciembre de 2020. En este sentido, con fecha 22 de diciembre de 2020, el Estado Nacional, a través del Ministerio de Economía y la Secretaría de Energía (SE), el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y las empresas Edenor y Edesur, firmaron un acuerdo por el cual se instrumentó el mecanismo de cancelación de deudas correspondientes al Acuerdo Marco por el periodo mencionado, asumiendo las empresas el compromiso de destinar dichos fondos a obras de mejora del servicio eléctrico y el estado de la red que da suministro a los barrios populares con medidores colectivos y otras zonas sensibles de sus áreas de concesión, sin que ello implique extender su responsabilidad aguas debajo de dichos medidores colectivos, según las normas aplicables. Por este acuerdo, durante diciembre 2020 se reconocieron ARS 1.500 millones (MUS\$ 17.842) y el cobro relacionado se perfeccionó el 15 de enero de 2021. Durante el ejercicio 2021, la Sociedad avanzó con las obras comprometidas, dando cumplimiento de lo establecido en el acuerdo. Con fecha 9 de diciembre de 2021 mediante la Resolución SE N° 1199 se aprobó el segundo hito y, con fecha 29 de diciembre de 2021 se cobró ARS 500 millones (MUS\$ 4.869) que se exponen en la línea "Ingresos por venta de energía". Finalmente, mediante la Resolución N° 681/2022 de fecha 4 de octubre de 2022, la SE aprobó la transferencia de ARS 500 millones (MUS\$ 2.823) en concepto de tercer desembolso, que se cobró el 19 de octubre de 2022. Estos ingresos se exponen en la línea "Ingresos por venta de energía".

Suministro Eléctrico en Barrios Carenciados

Con fecha 30 de agosto de 2023, el Estado Nacional, la provincia de Buenos Aires y Edesur celebraron el “Convenio de renovación del acuerdo sobre reconocimiento de consumos de energía eléctrica en barrios populares de la provincia de Buenos Aires período 2022-2023”. El convenio establece el reembolso a Edesur del precio estacional de la energía y de la potencia en el M.E.M. utilizados para el cálculo de la tarifa de usuarios residenciales definida como Nivel 2 más los cargos relacionados al servicio público de transporte de energía eléctrica y el gravamen correspondiente al Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (FNEE) para el período comprendido entre enero de 2022 y diciembre de 2023.

El Estado Nacional aportará el 57,53% y la provincia de Buenos Aires, el 42,47% restante sobre los consumos de los medidores colectivos de los barrios populares objeto de este convenio auditados por el ENRE. Con el objeto de percibir estos aportes, Edesur podrá utilizarlos para compensar con la factura corriente por la compra de energía, como parte de pago, según lo instruya la Secretaría de Energía y conforme la liquidación efectuada por CAMMESA. En el caso de los aportes correspondientes a la provincia de Buenos Aires, esta realizará las transferencias a CAMMESA por cuenta y orden de Edesur.

Los importes correspondientes al ejercicio 2022 informados por el ENRE arrojaron un ingreso de MARS 1.653.124, (MUS\$9.334) mientras que, para el período entre el 1° de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2023, se estimaron ingresos por un total de MARS 2.467.716 (MUS\$3.052). Al 31 de diciembre de 2023, el saldo pendiente de cobro asciende a MARS 1.356.940 (MUS\$1.678).

Situación económico-financiera

La situación de atraso tarifario y el hecho de que hasta el presente no se han implementado mecanismos de compensación económica a las distribuidoras eléctricas, ha llevado a que Edesur presente un capital de trabajo negativo de MARS 170.115.996 (MUS\$ 210.410) al 31 de diciembre de 2023. La Dirección de la compañía, en base a su análisis de flujos de efectivo proyectado, estima que Edesur mantiene la capacidad financiera suficiente para hacer frente a las obligaciones al 31 de diciembre de 2023 y las posteriores a esa fecha. Los supuestos claves utilizados en la proyección de flujos de efectivo se relacionan con variables operativas como demanda de energía eléctrica, tarifas/subsidios, costos, cobrabilidad, renegociación de deudas y supuestos macroeconómicos, como las tasas de inflación, de cambio y de interés, y consideran los probables resultados de las renegociaciones con las autoridades.

La Dirección de la compañía considera que, las medidas relacionadas al Régimen Especial de Regularización de Obligaciones (DNU 40/2021), el Régimen Tarifario de Transición (Ley de presupuesto 2021 y Decreto PEN 1020/2020) y el Acuerdo Definitivo de Renegociación, permitirán recomponer la ecuación económico-financiera prevista en la ley y en el Contrato de Concesión gracias a un trabajo conjunto con las autoridades que permitan encontrar las soluciones necesarias para poder mantener un servicio esencial como la distribución de energía eléctrica. (Para mayor detalle ver Nota 4.i.a), donde se expone el marco regulatorio de Argentina en los subtítulos “Revisiones tarifarias” y “Otros aspectos regulatorios”).

Intervención del gobierno en Edesur

Con fecha 21 de marzo de 2023 se tomó conocimiento de la decisión del Gobierno de la República de Argentina de designar a una persona para llevar adelante las tareas de fiscalización y control en Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A. (“EDESUR”), filial de Enel Américas, por un plazo de 180 días. La medida se adoptó con el objetivo de ejercer “control administrativo sobre las obras ejecutadas”. El interventor designado debió preparar al ENRE informes parciales con una periodicidad no mayor a 10 días y un informe final dentro de los 10 días contados a

partir de la finalización de su función de fiscalización y control. A principios de mayo de 2023, la persona designada, luego de presentar un plan de obras prioritarias para mejorar el servicio eléctrico en el área de concesión, dio por terminada su tarea y renunció a su cargo de interventor administrativo de Edesur. Posteriormente, mediante la Resolución ENRE No 857/2023 del 29 de noviembre de 2023, se dio por concluida la intervención de control y fiscalización de Edesur dispuesta por la Resolución del 21 de marzo de 2023 por haber transcurrido el plazo administrativo dispuesto y por hallarse cumplidos los objetivos fijados.

37. Dotación

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las subsidiarias en los países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, respectivamente, era la siguiente:

Pais	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Argentina	3.630	4.020
Brasil	8.040	7.399
Colombia	2.283	2.326
Costa Rica	32	35
Chile	20	44
Guatemala	92	92
Panamá	92	96
Perú (*)	1.087	1.060
Total	15.276	15.072
Promedio	14.981	16.208

(*) Las operaciones de Perú a contar del ejercicio 2023 han cumplido las condiciones para ser consideradas operaciones discontinuadas.

38. Sanciones

Las principales sanciones que han recibido las compañías del Grupo se describen a continuación:

Subsidiarias

1. Enel Distribución Río S.A. (ex Ampla Energia e Serviços S.A.).

- Al 31 de diciembre de 2023, se encuentra pendiente de resolución, multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. También existen multas por demora en compensaciones de tributos federales. El monto total involucrado en todos los casos es de MBRL82.726 (MUS\$17.030).

2. Enel Distribución Ceará S.A. (ex Companhia Energetica do Ceará).

- Al 31 de diciembre de 2023, se encuentra pendiente de resolución, multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración de parte de la autoridad fiscal de la hacienda estatal del Ceará. El monto total involucrado en todos los casos es de MBRL1.791 (MUS\$369).
- Al 31 de diciembre de 2023, se encuentra pendiente de resolución, el proceso de la hacienda estatal del Ceará, por supuesto incumplimiento de norma fiscal (obligaciones de emisión y registro de facturas de tránsito). Enel obtuvo resultado favorable y se prorroga fallo. El monto involucrado en la sanción es de MBRL1.222 (MUS\$252).

3. Enel Distribución Sao Paulo S.A. (ex Eletropaulo).

- Al 31 de diciembre de 2023, se encuentra pendiente de resolución, multa ante la denegación de autorización de las compensaciones de tributos federales por montos correspondientes al 50% de la compensación solicitada y rechazada por la administración. Correspondiente a 12 procesos con un monto total involucrado de MBRL89.530 (MUS\$ 18.431).
- Al 31 de diciembre de 2023, se encuentra pendiente de resolución, sanción a Enel por no conformidades en los índices operacionales de calidad de suministro de energía a diciembre de 2022, con respecto al año 2021 de parte de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). En diciembre de 2023, el monto involucrado en la sanción es de MBRL95.872 (MUS\$19.736).

En relación a las sanciones anteriormente descritas, el Grupo ha constituido provisiones por MUS\$13.239 al 31 de diciembre de 2023 (ver Nota 25). Existen otras sanciones que tienen provisiones asociadas, pero que no son descritas en esta nota, ya que individualmente representan montos de menor cuantía. La Administración considera que las provisiones registradas cubren adecuadamente los riesgos por sanciones, por lo que no esperan que de las mismas se desprendan pasivos adicionales a los ya registrados.

39. Medio ambiente

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, son los siguientes:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto (Terminado, En proceso)	2023					2022 (Reexpresado)	
				Monto desembolsado	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolsado a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolsado periodo anterior
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	203	203	-	4,095	31/12/2026	4,298	3,966
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	347	-	347	-	-	347	70
	Desmantelamiento PCBs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	1,596	1,596	-	4,100	31/12/2027	5,696	4,535
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir.	En proceso	69	69	-	142	31/12/2023	211	308
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	Terminado	52	-	52	-	-	52	99
Total				2,267	1,868	399	8,337	-	10,604	6,878

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto (Terminado, En proceso)	2022 (Reexpresado)					
				Monto desembolsado	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolsado a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	205	205	-	3,761	31/12/2023	3,966
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	70	-	70	-	-	70
	Desmantelamiento PCBs	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	1,180	1,145	35	3,355	31/12/2027	4,535
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061 y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir.	En proceso	224	224	-	84	31/12/2023	308
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de Material Contaminante	En proceso	99	-	99	-	-	99
Total				1,778	1,574	204	7,200	-	8,978

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto (Terminado, En proceso)	2021 (Reexpresado)					Total desembolsos
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	
Emgesa S.A. E.S.P.	Proyecto Central Hidroeléctrica El Quimbo	Ley 99	En proceso	-	-	-	4.268	31/12/2022	4.268
	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	Monitoreos y estudios hidrometeorológicos	En proceso	343	-	343	-	-	343
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Material Contaminante	Manipulación de material contaminante	Terminado	87	-	87	-	-	87
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Desmantelamiento Pcb's	Colombia con la ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la resolución del Ministerio de Medio Ambiente 222 del 15 de diciembre de 2011, se reconoció la provisión por desmantelamiento de transformadores contaminados con PCBs.	En proceso	272	267	5	5.623	31/21/2027	5.895
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensaciones incluidas en la Resolución 1061, y el Acuerdo 017 de 2013 del Ministerio de Medio Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca, respectivamente, donde se aprueba la sustitución de la reserva forestal protectora y productora de la cuenca alta del río Bogotá, comprometiendo a la compañía a efectuar un plan de compensación y reforestación en la zona de construcción de la sub estación Nueva Esperanza, Gran sabana y Compartir	En proceso	84	82	2	240	31/12/2022	324
Total				786	349	437	10.131	-	10.917

40. Información financiera resumida de subsidiarias

A continuación, se resume la información financiera de nuestras principales subsidiarias al 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021, preparada de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera:

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

	al 31.12.2023																		
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingreso	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Generación (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	10.101	236.294	246.395	81	-	246.314	246.395	-	(295)	(295)	(3.621)	(3.668)	24.428	20.407	6.810	27.217	(237.054)	(209.837)
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	4.410	(169)	4.241	2.479	989	741	1.730	(1.810)	(80)	(26.777)	(126.857)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	50.926	103.082	154.008	25.906	31.587	96.515	154.008	31.603	(3.355)	28.248	19.920	7.938	23.975	29.559	(7.134)	22.425	(145.801)	(123.376)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	128.982	1.535.401	1.664.383	324.418	556.297	783.668	1.664.383	622.825	(481.153)	141.672	(54.158)	(137.912)	229.554	91.739	25.695	117.434	(768.786)	(651.352)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	13.087	685	13.772	13.603	-	169	13.772	500	(54)	446	(96)	(234)	(294)	(18)	(312)	(550)	(862)	
Dock Sud S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	3.666	(139)	3.527	2.836	1.528	(5.617)	(4.089)	(1.769)	(5.858)	(217.456)	(223.314)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	102.143	448.918	551.061	26.948	31.587	492.526	551.061	36.013	(5.549)	30.464	17.040	3.520	55.441	107.810	(8.242)	99.568	(489.771)	(390.203)
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	394.230	5.442.212	5.836.442	724.490	710.192	4.401.761	5.836.443	681.595	(162.733)	518.862	427.349	275.526	(30.888)	244.910	(47.440)	197.470	754.460	951.930
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	45.435	110.707	156.142	39.705	13.614	102.823	156.142	146.410	(82.170)	64.240	53.026	41.437	999	42.436	(12.642)	29.794	7.164	36.958
EGP Volta Grande	Individual	24.956	329.092	354.048	41.978	134.405	177.665	354.048	71.588	(11.564)	60.024	55.731	55.415	(10.350)	45.065	(12.881)	32.184	12.780	44.964
Enel Cien S.A.	Individual	246.349	16.257	262.606	28.870	557	233.179	262.606	17.549	(7)	17.542	14.086	13.458	20.935	141.368	(48.080)	93.288	14.050	107.338
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	746.512	2.045.048	2.791.560	1.072.334	814.184	905.042	2.791.560	1.738.752	(1.152.098)	586.654	391.391	248.100	(158.295)	89.952	(26.945)	63.007	67.864	130.871
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	763.620	2.979.507	3.743.127	1.686.525	939.044	1.117.558	3.743.127	1.579.413	(1.039.526)	539.887	336.670	136.387	(188.740)	(52.213)	15.295	(36.918)	87.927	51.009
Grupo Enel X Brasil	Consolidado	115.174	186.420	301.594	95.113	39.082	167.399	301.594	78.501	(50.813)	27.688	6.640	1.054	696	1.750	(863)	887	4.560	5.447
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual	1.623.682	5.292.301	6.915.983	1.883.509	3.733.440	1.299.035	6.915.984	3.871.472	(2.520.767)	1.350.705	1.009.218	674.153	(338.165)	335.990	(89.609)	246.381	3.951	250.332
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.568.894	17.759.834	22.328.728	4.848.780	6.695.485	10.784.283	22.328.728	8.354.093	(5.115.452)	3.238.641	2.284.268	1.426.190	(693.330)	814.073	(256.072)	558.001	691.015	1.249.016
Enel Colombia S.A. E.S.P.	Individual	1.255.482	5.751.144	7.006.626	1.560.248	2.138.653	3.307.725	7.006.626	3.540.581	(1.888.383)	1.652.198	1.427.661	1.074.244	(197.204)	952.175	(407.915)	544.260	610.791	1.155.051
Enel Costa Rica CAM S.A.	Individual	45.904	173.558	219.462	6.349	542	212.571	219.462	4.863	-	4.863	643	246	1.026	1.275	(454)	821	-	821
PH Chuacas S.A.	Individual	4.139	88.447	92.586	100.172	28.000	(35.586)	92.586	14.774	(9.430)	5.344	174	(5.439)	(68.643)	(74.082)	-	(74.082)	-	(74.082)
Enel Guatemala S.A.	Individual	10.327	4.507	14.834	11.554	1.659	1.621	14.834	63.617	(53.522)	10.095	2.403	1.662	(1.56)	1.644	(516)	1.128	-	1.128
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	11.383	35.099	46.482	1.971	3.056	41.455	46.482	18.185	(3.904)	14.281	10.701	9.408	(229)	9.180	(1.277)	7.903	-	7.903
Generadora Montecristo S.A.	Individual	62.216	20.115	82.331	46.873	9.349	26.109	82.331	3.382	(466)	2.916	1.922	1.137	869	2.006	(259)	1.747	-	1.747
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	54.642	310.221	364.863	3.747	-	361.116	364.863	33.686	(8.212)	25.474	18.130	9.235	112	9.347	(2.421)	6.926	-	6.926
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	2.596	(59)	2.537	1.571	983	8	999	(193)	806	-	806
Enel Green Power Panama S.R.L.	Individual	89.596	212.560	302.156	60.070	23.421	218.665	302.156	5.464	-	5.464	6	(1.641)	491	25.234	(2.755)	22.479	-	22.479
Enel Renovable S.R.L.	Individual	4.269	61.734	66.003	45.389	2.297	16.317	66.003	12.630	(1.318)	11.312	9.526	5.686	(3.248)	2.439	(641)	1.598	-	1.598
Enel Fortuna S.A.	Individual	124.523	475.478	600.001	69.401	102.633	427.967	600.001	207.548	-	72.535	57.519	37.785	(4.016)	33.770	(10.892)	22.878	-	22.878
Grupo Enel Colombia	Consolidado	1.408.816	6.274.330	7.683.146	1.698.007	2.320.385	3.664.754	7.683.146	3.870.387	(2.069.388)	1.800.999	1.528.906	1.129.379	(277.612)	856.874	(423.097)	433.777	489.812	923.589
Enel Perú S.A.C.	Individual	1.162.496	2.206	1.164.702	583	-	1.164.119	1.164.702	-	-	(176)	(176)	(634)	205.642	(52)	205.590	27.709	-	233.299
Enel Generación Perú S.A.	Individual	347.877	1.485.324	1.833.201	436.017	507.022	890.162	1.833.201	626.754	(249.681)	377.073	303.227	290.846	(14.706)	295.646	(87.048)	208.598	14.007	222.605
Chinango S.A.C.	Individual	16.273	135.065	151.338	9.774	34.056	107.508	151.338	70.204	(27.778)	42.426	35.998	34.424	328	34.756	(10.331)	24.425	3.081	27.506
Enel Generación Piura S.A.	Individual	29.750	155.800	185.550	76.427	30.323	78.800	185.550	100.911	(31.038)	69.873	58.984	56.583	(788)	55.795	(17.730)	38.065	1.581	39.646
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	228.989	1.600.483	1.829.472	524.011	368.117	937.344	1.829.472	1.118.770	(750.446)	368.324	276.885	250.129	(20.609)	229.563	(77.308)	152.255	24.445	176.700
Grupo Enel Perú	Consolidado	3.957.175	2.122	3.959.297	1.943.286	-	2.016.011	3.959.297	1.681.075	(826.877)	854.198	681.395	637.982	(36.908)	601.072	(194.265)	406.807	44.133	450.940
Enel Green Power Perú S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	26.777	(2.406)	24.371	15.852	12.920	(5.783)	7.136	(20.292)	(13.156)	173	(12.983)

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

al 31.12.2022

	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Artes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Genancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total	
Enel Argentina S.A.	Individual	65.486	339.910	405.396	215	-	405.181	405.396	-	157	(57)	(1.822)	(138.116)	(28)	(104.136)	(522)	(104.658)	(171.117)	(275.775)	
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	82.594	178.125	260.719	60.037	38.342	162.340	260.719	96.383	(3.152)	93.231	43.682	(67.142)	12.358	(54.751)	36.288	(18.463)	(69.198)	(87.661)	
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	65.550	182.138	247.688	18.726	54.103	174.859	247.688	37.484	(3.313)	34.171	21.696	4.235	(13.218)	(8.525)	(6.596)	(15.121)	(103.885)	(119.006)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	381.282	2.194.717	2.555.979	952.395	615.348	981.296	2.555.979	1.079.041	(663.342)	415.899	130.687	16.554	309.096	325.655	(131.230)	194.425	(297.697)	(103.273)	
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	15.798	1.148	16.946	16.241	-	705	16.946	1.213	(81)	1.132	(189)	(758)	(561)	(197)	-	-	(1.243)	(1.440)	
Dock Sud S.A.	Individual	108.807	230.274	339.081	33.907	27.084	278.090	339.081	56.473	(3.405)	53.068	38.461	13.943	(28.357)	(14.414)	(745)	(15.159)	(108.831)	(123.990)	
Grupo Enel Argentina	Consolidado	274.395	620.014	894.409	117.396	54.104	722.909	894.409	133.110	(7.935)	125.175	62.117	(162.456)	(29.498)	(107.800)	35.708	(72.092)	(287.635)	(359.727)	
Grupo Enel Green Power Brasil	Consolidado	307.781	4.461.933	4.769.714	1.173.519	640.403	2.955.792	4.769.714	643.286	(41.139)	502.147	416.796	294.503	16.743	311.585	(54.503)	257.082	352.955	610.037	
Enel Generación Dourada S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	-	183.313	(92.229)	91.084	86.465	78.626	5.204	83.836	(28.663)	55.173	5.598	60.771
EGP Cachoera Dourada S.A.	Individual	69.149	110.132	179.281	76.227	15.177	87.877	179.281	129.694	(70.048)	59.646	49.550	39.140	(1.163)	37.981	(13.164)	24.817	3.533	28.350	
EGP Volta Grande	Individual	25.411	297.142	322.553	40.978	134.385	147.190	322.553	67.783	(11.206)	56.577	52.348	(12.545)	39.803	(13.429)	26.374	6.563	3.937	32.937	
Enel Cien S.A.	Individual	88.092	65.974	154.066	6.942	340	146.784	154.066	64.546	(49)	64.497	57.168	51.286	2.102	53.993	(18.162)	35.231	6.103	41.334	
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	754.750	1.667.892	2.422.642	831.790	812.061	778.791	2.422.642	1.684.805	(1.196.485)	488.320	343.361	235.014	(81.399)	154.349	(30.441)	123.908	30.706	154.614	
Enel Distribución Rio S.A.	Individual	761.308	2.577.533	3.338.841	1.001.761	1.330.532	1.006.548	3.338.841	1.517.518	(1.033.572)	483.946	322.246	148.197	(167.266)	(18.980)	879	(18.101)	26.001	7.990	
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	-	1.755.678	(403.086)	191.822	66.135	(208.090)	(141.941)	47.708	(94.233)	73.003	(21.230)	
Enel X Brasil S.A.	Individual	42.413	80.966	123.379	46.913	1.041	75.425	123.379	21.620	(6.730)	15.890	(307)	(796)	1.539	749	(286)	463	1.819	2.282	
Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Individual	1.744.961	5.183.928	6.928.889	1.754.649	4.007.624	1.166.616	6.928.889	3.672.961	(2.496.708)	1.176.253	903.125	626.459	(260.527)	372.231	(114.572)	257.659	25.878	283.537	
Grupo Enel Brasil	Consolidado	5.452.313	15.373.118	20.825.431	4.961.428	7.412.264	8.451.739	20.825.431	9.717.081	(6.324.812)	3.392.269	2.393.229	720.437	(622.038)	66.448	(234.149)	(167.701)	289.809	122.108	
Enel Colombia S.A. E.S.P	Individual	769.597	4.446.163	5.215.760	1.008.193	1.420.408	2.787.159	5.215.760	2.574.352	(1.083.636)	1.490.716	1.306.003	1.062.179	(133.258)	1.031.377	(336.242)	695.135	(307.601)	387.534	
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	-	-	-	-	-	-	-	267.031	(161.682)	105.349	87.257	64.420	(10.168)	54.252	(18.804)	35.448	(28.489)	6.959	
Enel Green Power Colombia S.A.S Esp	Individual	-	-	-	-	-	-	-	9.148	(10.648)	(1.500)	(4.889)	(5.427)	(3.648)	(9.073)	3.242	(5.831)	(18.325)	(24.156)	
Enel Costa Rica CAM S.A.	Individual	43.402	109.296	152.698	4.832	643	147.153	152.698	3.709	-	3.709	361	(454)	1.383	936	(423)	513	-	513	
PH Chucos S.A.	Individual	6.036	158.907	164.943	84.447	42.000	38.496	164.943	17.444	-	17.444	12.528	7.039	(3.594)	3.444	(170)	3.274	-	3.274	
Enel Guatemala S.A.	Individual	11.132	3.666	14.798	12.719	1.585	494	14.798	57.963	(47.676)	10.287	1.667	(172)	1.899	(456)	1.443	-	-	1.443	
Generadora de Occidente Ltda	Individual	16.945	35.448	52.393	1.794	3.048	47.551	52.393	17.093	(1.812)	15.281	11.716	10.442	(207)	10.235	(1.283)	8.952	-	8.952	
Generadora Montecristo S.A.	Individual	80.174	20.773	100.947	67.302	9.283	24.382	100.947	7.709	(1.155)	7.554	6.100	5.373	814	6.187	(702)	5.485	-	5.485	
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	69.266	319.280	388.546	5.056	-	383.490	388.546	47.659	(7.303)	40.356	32.704	24.038	14	24.059	(2.795)	21.264	-	21.264	
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	13.699	21.065	34.764	548	-	34.216	34.764	3.357	(74)	3.283	2.735	1.986	10	2.006	(277)	1.729	-	1.729	
Enel Green Power Panama S.R.L.	Individual	131.658	216.854	348.512	102.041	28.584	217.887	348.512	6.576	(262)	6.314	1.839	577	951	43.743	(182)	43.561	-	43.561	
Enel Renovables S.R.L.	Individual	3.155	65.094	68.249	49.204	2.407	16.638	68.249	10.820	(1.307)	9.513	7.914	3.989	(2.155)	1.834	(569)	1.265	-	1.265	
Enel Fortuna S.A.	Individual	104.212	491.259	595.471	33.413	104.253	457.805	595.471	182.142	(74.076)	108.066	92.620	78.511	710	79.221	(23.467)	55.754	-	55.754	
Grupo Enel Colombia	Consolidado	972.218	5.170.382	6.142.600	1.112.599	1.619.494	3.410.507	6.142.600	3.200.229	(1.370.099)	1.830.130	1.579.421	1.255.348	(150.241)	1.109.688	(388.678)	721.010	(178.501)	542.509	
Enel Peru S.A.C.	Individual	39.895	1.000.873	1.040.768	70.712	-	970.056	1.040.768	-	-	-	(78)	(78)	1.515	244.924	(66)	244.858	41.783	286.641	
Enel Generación Perú S.A.	Individual	158.091	849.572	1.007.663	280.992	206.220	520.451	1.007.663	542.978	(209.656)	333.322	270.611	230.547	470	254.375	(67.770)	186.605	35.536	222.141	
Chinango S.A.C.	Individual	18.657	130.317	148.974	13.145	32.221	103.608	148.974	59.416	(12.619)	46.797	41.287	37.715	(462)	37.253	(10.989)	26.264	5.006	31.270	
Enel Generación Piura S.A.	Individual	29.588	152.276	181.864	53.268	54.308	74.288	181.864	88.860	(28.108)	60.752	50.893	41.038	2.767	43.805	(13.290)	30.515	4.151	34.666	
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	183.959	1.438.889	1.622.848	368.882	444.051	809.915	1.622.848	1.032.649	(692.035)	340.614	269.026	201.830	(17.101)	185.334	(60.380)	124.954	32.550	157.504	
Grupo Enel Perú	Consolidado	387.703	2.481.158	2.868.861	754.311	722.258	1.392.292	2.868.861	1.504.882	(737.417)	767.465	625.480	503.453	(13.053)	490.985	(151.001)	339.984	57.397	397.381	
Enel Green Power Peru S.A.	Individual	155.243	573.427	728.670	140.698	244.475	343.497	728.670	46.972	(4.371)	42.601	30.345	16.894	(18.184)	(1.291)	2.638	1.347	6.595	7.942	

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

		el 31.12.2021																	
	Estados Financieros	Activos Corrientes	Activos No-Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No-Corrientes	Patrimonio	Total Pasivos y Patrimonio	Ingresos	Materias Primas y Consumibles Utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de Explotación	Resultado de Explotación	Resultado Financiero	Resultado Antes de Impuesto	Impuesto sobre la Sociedad	Ganancia (Pérdida)	Otro Resultado Integral	Resultado Integral Total
Enel Argentina S.A.	Individual	6.684	464.053	470.737	234	-	470.503	470.737	-	(481)	(481)	(2.321)	(2.376)	(7.959)	40.593	(1.167)	39.426	2.367	41.793
Enel Generación Costanera S.A.	Individual	98.322	214.098	312.420	103.366	48.267	160.787	312.420	105.074	(4.698)	100.376	53.487	(85.458)	8.782	(75.119)	14.352	(60.767)	(32.536)	(93.303)
Enel Generación El Chocón S.A.	Individual	90.473	227.094	317.567	15.831	54.753	246.983	317.567	41.540	(3.787)	37.753	27.188	10.081	(26.108)	(15.000)	(5.414)	(20.414)	(44.420)	(64.834)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Individual	272.120	1.887.184	2.159.304	902.066	558.266	698.972	2.159.304	793.771	(528.448)	265.323	222.631	(68.632)	28.590	(40.010)	(138.481)	(178.491)	(128.698)	(307.189)
Enel Trading Argentina S.R.L.	Individual	15.049	1.585	16.634	13.676	-	2.958	16.634	1.613	(60)	1.553	(721)	(902)	(555)	(4.456)	-	(1.456)	(647)	(2.103)
Dock Sud S.A.	Individual	134.881	165.382	300.263	15.407	26.196	258.660	300.263	79.637	(8.783)	70.854	55.096	23.190	(27.150)	(3.960)	(3.078)	(7.038)	(37.686)	(44.724)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	258.643	751.345	1.009.988	117.486	103.021	789.481	1.009.988	146.282	(10.581)	135.701	76.676	(85.023)	(47.245)	(207.280)	6.960	(200.320)	(133.351)	(333.671)
Grupo EGP Brasil	Consolidado	1.370.218	8.004.833	9.375.051	1.241.176	1.088.694	7.045.181	9.375.051	83.721	(34.105)	49.616	(5.055)	(21.227)	(8.990)	373.385	26.325	399.710	(230.649)	169.061
Enel Generación Fortaleza S.A.	Individual	107.101	118.995	226.096	63.916	254	161.926	226.096	326.889	(209.590)	117.299	107.714	97.079	1.848	98.927	(32.524)	66.403	(7.431)	58.972
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Individual	262.713	112.859	375.572	247.881	47.416	80.275	375.572	1.428.553	(1.351.052)	77.501	64.205	51.686	(43.147)	8.539	(3.077)	5.462	(4.088)	1.374
EGP Volta Grande	Individual	27.698	275.045	302.743	28.297	134.477	139.969	302.743	81.056	(13.624)	67.432	63.608	63.458	(19.344)	44.114	(14.116)	29.998	(8.874)	21.124
Enel Cien S.A.	Individual	27.289	126.169	153.458	15.518	239	137.701	153.458	54.819	(14)	54.805	47.255	41.826	926	42.752	(14.113)	28.639	(8.636)	20.003
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Individual	2.554	3.857	6.411	170	4.605	1.636	6.411	481	-	481	(56)	(560)	3.838	3.277	(4.373)	(1.098)	(399)	(1.495)
Transportadora de Energía S.A.	Individual	1.984	5.955	7.939	273	149	7.517	7.939	487	-	487	(109)	(1.980)	2.818	838	751	1.589	(884)	705
Enel Distribución Ceará S.A.	Individual	709.815	1.398.728	2.106.541	649.178	805.148	652.215	2.106.541	1.511.849	(1.099.328)	412.521	280.045	168.549	(49.867)	119.092	(27.906)	91.186	(41.698)	49.490
Enel Distribución Río S.A.	Individual	780.471	2.205.682	2.986.153	1.045.797	1.255.747	684.609	2.986.153	1.581.080	(1.147.521)	433.559	282.304	98.040	(78.981)	19.179	(3.027)	16.152	(37.703)	(21.551)
Enel Distribución Goiás S.A.	Individual	870.735	2.613.350	3.484.085	1.182.729	1.239.900	1.061.456	3.484.085	1.820.216	(1.468.987)	351.229	162.818	55.439	(83.657)	(27.959)	5.999	(21.960)	(71.438)	(93.398)
Enel X Brasil S.A.	Individual	41.242	36.962	78.204	32.759	771	44.674	78.204	17.471	(5.925)	11.546	(2.806)	(2.920)	51	(2.869)	3.427	558	(2.339)	(6.881)
Enel Distribuição Sao Paulo S.A.	Individual	1.680.174	4.994.713	6.674.887	1.604.168	3.972.867	1.097.852	6.674.887	3.848.387	(2.857.634)	990.733	706.896	431.456	(156.850)	274.607	(77.987)	196.620	(107.521)	89.099
Grupo Enel Brasil	Consolidado	4.810.195	16.362.724	21.172.919	4.981.114	8.554.845	7.636.960	21.172.919	10.970.586	(8.316.744)	2.653.842	1.791.111	1.061.569	(430.128)	631.964	(167.187)	464.777	(459.066)	5.711
Emgesa S.A. E.S.P.	Individual	163.479	2.056.524	2.220.003	371.669	595.042	1.253.292	2.220.003	1.262.495	(409.074)	853.421	788.778	721.673	(47.100)	674.639	(217.507)	457.132	(228.708)	228.424
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Individual	420.427	1.811.019	2.231.446	550.502	887.338	793.606	2.231.446	1.706.529	(1.011.914)	694.615	554.576	418.138	(54.584)	364.128	(107.270)	256.858	(136.905)	119.953
Enel Perú S.A.C.	Individual	38.474	1.074.700	1.113.174	160.808	-	952.366	1.113.174	-	-	-	(647)	(2.505)	(2.646)	208.633	(161)	208.472	(73.523)	134.949
Enel Generación Perú S.A.	Individual	193.318	836.620	1.029.938	202.454	212.314	615.170	1.029.938	430.578	(150.735)	279.843	223.756	185.249	5.025	205.952	(58.121)	147.831	(56.161)	91.670
Chinango S.A.C.	Individual	11.011	131.687	142.698	5.229	36.288	101.181	142.698	46.927	(4.837)	42.090	37.273	33.863	86	33.949	(9.990)	23.959	(7.626)	16.333
Enel Generación Piura S.A.	Individual	41.703	149.223	190.926	23.527	60.834	106.565	190.926	74.242	(23.569)	50.673	41.269	31.196	(5.315)	25.881	(8.109)	17.772	(8.218)	9.554
Enel Distribución Perú S.A.	Individual	208.451	1.237.600	1.446.051	315.498	435.640	694.913	1.446.051	895.367	(604.987)	290.380	218.993	154.164	(21.604)	132.586	(47.413)	85.173	(64.160)	21.013
Grupo Enel Perú	Consolidado	457.824	2.284.464	2.742.288	679.706	732.624	1.329.958	2.742.288	1.286.952	(651.370)	635.582	500.382	381.992	(24.677)	357.340	(117.996)	239.344	(112.424)	126.920
Enel Green Power Colombia S.A.S Esp	Individual	28.486	381.808	410.294	77.666	18.672	313.956	410.294	30.024	(24.509)	5.515	(2.253)	(5.668)	4.261	(1.407)	(1.898)	(3.306)	(1.727)	(5.033)
Enel Costa Rica CAM S.A.	Individual	44.186	108.554	152.740	6.100	-	146.640	152.740	3.612	-	3.612	364	1.466	1.582	(116)	1.466	-	-	1.466
PH Chucas S.A.	Individual	6.621	167.709	174.330	83.123	55.985	35.222	174.330	16.865	-	16.865	12.024	(195.445)	(3.282)	(198.727)	15.224	(183.503)	-	(183.503)
Enel Guatemala S.A.	Individual	9.331	2.225	11.556	12.253	254	(951)	11.556	55.250	(46.809)	8.441	978	686	(52)	563	(206)	356	-	356
Generadora de Occidente Ltda.	Individual	47.367	36.068	83.435	1.390	3.056	78.999	83.435	15.447	(2.444)	13.003	9.492	8.202	(249)	7.961	(1.130)	6.831	-	6.831
Generadora Montecristo S.A.	Individual	92.338	19.720	112.058	80.495	9.287	112.058	2.007	(262)	(262)	1.745	81	(505)	(43)	(541)	(297)	(838)	-	(838)
Renovables de Guatemala S.A.	Individual	46.489	326.025	372.514	3.688	-	368.826	372.514	45.159	(9.344)	35.815	27.090	18.438	(9)	18.465	(548)	17.917	-	17.917
Tecnoguat S.A.	Individual	1.071	16.460	17.531	429	-	17.102	17.531	4.562	(643)	3.919	2.373	1.670	(18)	1.665	(319)	1.346	-	1.346
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Individual	15.522	22.005	37.527	640	-	36.887	37.527	2.898	(68)	2.830	2.261	1.487	(2)	1.485	(209)	1.277	-	1.277
Enel Green Power Panama S.R.L.	Individual	181.759	216.064	397.823	138.733	33.765	225.325	397.823	5.684	(484)	5.200	1.615	1150	571	32.946	(4.284)	28.662	-	28.662
Enel Fortuna S.A.	Individual	176.198	367.868	544.066	17.879	39.805	486.382	544.066	178.797	(26.033)	152.764	136.160	122.797	1.228	124.024	(36.505)	87.519	-	87.519
Enel Renovables S.R.L.	Individual	2.732	68.919	71.651	53.048	3.230	15.373	71.651	10.534	(897)	9.637	7.965	4.120	(1.880)	2.239	(550)	1.689	-	1.689
Enel Green Power Peru S.A.	Individual	123.483	380.781	504.264	71.765	176.945	255.554	504.264	42.840	(3.820)	39.020	27.765	15.756	(6.929)	8.828	(11.138)	(2.311)	3.771	1.460

41. Hechos posteriores

Enel Américas S.A.

- i. El día 12 de febrero de 2024, la compañía formalizó una línea de Crédito comprometida Revolving por un total de US\$ 500 millones con Enel Finance International N.V. a una tasa de interés variable SOFR más un margen 1,60%, con pago de interés mensual, trimestral o semestral, con una duración de 3 años, con vencimiento el 12 de febrero de 2027. Esta línea de crédito revolving no posee garantías.

Enel Distribución Perú S.A.A.

- ii. Con fecha 5 de febrero de 2024, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), aprobó la transferencia de acciones de Enel Distribución Perú S.A.A. y Enel X S.A.C. a China Southern Power Grid International (HK) CO., Limited (CSGI HK). La operación de venta se realizará bajo el cumplimiento de ciertas condiciones que garanticen la transparencia en los mecanismos de abastecimiento energético, a fin de proteger la competencia y los intereses de los consumidores. A la fecha de emisión de los estados financieros, el cierre y ejecución de la transacción se encuentra sujeta al cumplimiento de otras condiciones pactadas entre Enel Perú S.A.C. y China Southern Power Grid International (HK) Co., Limited (CSGI HK). (Ver nota 6.1).

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

Anexo N°1 Sociedades que componen el Grupo Enel Américas

Este anexo forma parte de la nota 2.4 "Sociedades subsidiarias".

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Central Dock Sud S.A.(5)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	72,01%	72,01%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. - CTM	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Distriec Inversora S.A.	Argentina	Peso argentino	51,50%	-	51,50%	51,50%	-	51,50%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur	Argentina	Peso argentino	-	99,45%	99,45%	-	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Argentina S.A.	Argentina	Peso argentino	99,92%	-	99,92%	99,92%	-	99,92%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Peso argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (5)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	-	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A.	Argentina	Peso argentino	-	67,67%	67,67%	-	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Peso argentino	41,94%	54,76%	96,70%	41,94%	54,76%	96,70%
Extranjero	Inversora Dock Sud S.A. (5)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	57,14%	-	57,14%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A. - TESA	Argentina	Peso argentino	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Argentina S.A. (6)	Argentina	Peso argentino	-	-	-	99,24%	0,76%	100,00%
76.802.942-3	Energía y Servicios South America S.P.A. (6)	Chile	Dólar Estadounidense	-	-	-	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel Colombia S.A. E.S.P (1)	Colombia	Peso colombiano	57,34%	-	57,34%	57,34%	-	57,34%
Extranjero	Enel X Colombia S.A.S ESP (3)	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (6)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Colombia ZE S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bogotá ZE S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fontibon ZE S.A.S. (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	USME ZE S.A.S (2)	Colombia	Peso colombiano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	EGP fotovoltaica La Loma S.A.S en liquidación	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Guayepo Solar S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Atlantico Photovoltaic S.A.S ESP	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Latamsolar Energías Renovables S.A.S	Colombia	Peso colombiano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	80,00%	80,00%	-	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Generación Perú S.A.A. (6)	Perú	Sol peruano	-	86,95%	86,95%	-	83,60%	83,60%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A.A.	Perú	Sol peruano	-	83,15%	83,15%	-	83,15%	83,15%
Extranjero	Enel Generación Piura S.A.	Perú	Sol peruano	-	96,50%	96,50%	-	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel X Perú S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	99,99%	99,99%	-	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Veracruz S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Perú S.A. (USD) (6)	Perú	Dólar Estadounidense	-	-	-	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Empresa de Generación Eléctrica Los Pinos S.A. (6)	Perú	Sol peruano	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Empresa De Generación Eléctrica Marcona S.A.C. (6)	Perú	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energética Monzón S.A.C.	Perú	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	SL Energy S.A.C.	Perú	Sol peruano	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Guatemala S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Montecristo, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Transmisora de Energía Renovable, S.A. (6)	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Tecnoguat, S.A.	Guatemala	Dólar Estadounidense	-	75,00%	75,00%	-	75,00%	75,00%
Extranjero	Enel Panamá CAM S.R.L.	Panamá	Dólar Estadounidense	0,03%	99,97%	100,00%	0,03%	99,97%	100,00%
Extranjero	Enel Fortuna S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	50,06%	50,06%	-	50,06%	50,06%
Extranjero	Enel Renovable S.R.L. (6)	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Eólica Alto Pacora, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Tole, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Llano Sanchez Solar Power One, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar Austral, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jaguito Solar 10MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Progreso Solar 20MW, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Costa Rica CAM S.A.	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Energía Global Operaciones S.A. (6)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	-	-	-	100,00%	100,00%
Extranjero	PH Chucús S.A. (4)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	65,00%	65,00%	-	65,00%	65,00%
Extranjero	PH Don Pedro S.A. (4)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	33,44%	33,44%	-	33,44%	33,44%
Extranjero	PH Rio Volcan S.A. (4)	Costa Rica	Dólar Estadounidense	-	34,32%	34,32%	-	34,32%	34,32%
Extranjero	Enel Uruguay S.A.	Uruguay	Dólar Estadounidense	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Río S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,82%	99,82%	-	99,82%	99,82%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Brasil	Real brasileño	-	99,75%	99,75%	-	99,75%	99,75%

- (1) Con fecha 1 de marzo de 2022 Emgesa S.A. ESP modificó su razón social a Enel Colombia S.A. ESP.
- (2) Con fecha 25 de marzo de 2022 Enel X Colombia S.A.S cambió su razón social a Colombia ZE S.A.S. Con fecha 21 de abril de 2023 Enel Colombia S.A. vendió el 80% de la participación que mantenía sobre la sociedad Colombia ZE. Para más detalle ver nota 2.4.1 v) y 6.4.
- (3) Con fecha 28 de abril de 2022 Inversora Codensa S.A.S. cambió su razón social a Enel X Colombia S.A.S ESP.
- (4) Enel Américas, como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, posee una participación económica de control sobre las compañías PH Chucús S.A., Ph Don Pedro S.A. y PH Volcán S.A. de 57,06%, 57,04% y 56,85%, respectivamente.
- (5) Ver nota 6.5
- (6) Ver nota 2.4.1

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Cien S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Ceará S.A.	Brasil	Real brasileño	-	74,05%	74,05%	-	74,05%	74,05%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	100,00%	-	100,00%	100,00%	-	100,00%
Extranjero	Enel X Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Distribución Sao Paulo S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Volta Grande S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Angra Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Central Generadora Fotovoltaica Sao Francisco Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Brasil S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda13 S.A.(Enel Brasil Central S.A.) (6)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Luz de Caxias do Sul S.A. (6)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	-	-
Extranjero	Enel X Demand Response S.A. (6)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Ponta Grossa S.A. (6)	Brasil	Real brasileño	-	80,00%	80,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Macapá Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Caruaru Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Jaboatão Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	51,00%	51,00%	-	51,00%	51,00%
Extranjero	Luz de Cataguases S.A. (6)	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	-	-
Extranjero	Enel X Mobilidade Urbana S.A. (6)	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Luz de Itanhém S.A. (6)	Brasil	Real brasileño	-	60,00%	60,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alvorada Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Apiacas Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Alba Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Bondia Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 4 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 5 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 9 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 10 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela 20 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus II - Delfina 8 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Central Geradora Fotovoltaica Bom Nome Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Parque Eólico Palmas Dos Ventos Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista 01 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 1 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enelpower do Brasil Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 6 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

(6) Ver nota 2.4.1

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 21 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 25 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela ACL 12 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Ângela Acl 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Isamu Ikeda Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Participações S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Primavera Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 11 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 16 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Goncalo 14 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 15 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Gonçalo 18 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Goncalo 17 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes dos Ventos 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Socibe Energia S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes Dos Ventos 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 22 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 26 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 29 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 13 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de São Roque 19 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos De Santa Esperança Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 7 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Micael 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cumaru Solar 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santa Esperança 3 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos de Sao Roque Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Judas Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fotons de Santo Anchieta Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 1 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Santo Orestes 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Zeus Sul 2 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Micael 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Geronimo Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Tacaico Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Jade Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa Do Sol 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cerrado Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Brejolandia Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ventos de Sao Roque 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro do Chapéu Solar 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa III Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De Santo Orestes Energias Renovaveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fontes II Participacoes S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Cabeça De Boi S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Salto Apicacás S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Aroeira 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Damascena Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Esperanca Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Manicoba Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina A Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina B Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina C Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina D Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Delfina E Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Norte Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Sul Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Ituverava Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Boa Vista Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapéu I Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Do Chapéu II Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Sao Abraao Eolica S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Paranapanema S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Horizonte MP Solar S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Novo Lapa 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%

Rut	Sociedad	País	Moneda Funcional	al 31.12.2023			al 31.12.2022		
				Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 08 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Lagoa do Sol 09 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Fazenda Aroeira Empreendimento de Energia Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 01 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 07 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 05 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 09 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 06 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Nova Olinda 08 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 24 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 15 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 21 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 22 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 17 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 13 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 16 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 11 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 23 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 12 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Fotovoltaica Arinos E 14 Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 01 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 02 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power São Cirilo 03 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 01 S.A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 02 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 03 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Green Power Morro Norte 04 S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada C Ltda	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Cirilo Energias Renováveis S.A.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada D Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada B Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada A Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Ventos De São Mário Energias Renováveis S/A	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	100,00%	100,00%
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada E Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada F Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-
Extranjero	Usina Eólica Pedra Pintada G Ltda.	Brasil	Real brasileño	-	100,00%	100,00%	-	-	-

Anexo N°2 Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

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

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

Miles de dólares estadounidenses - MUSS									
ACTIVOS	el 31.12.2023								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.180	64.121	82	368.172	5.770	4.866	1.055.993	-	1.600.184
Otros activos financieros corrientes	135	1	-	3.586	-	10.725	140.232	-	154.679
Otros activos no financieros corrientes	3.401	7.002	-	46.271	29.761	19.223	647.581	37	763.276
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.210	60.488	-	592.054	1	116.317	2.262.969	-	3.033.039
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	869	4.129	5.886	925	3	1	5.530	-	17.343
Inventarios corrientes	-	8.461	-	129.802	302	27.628	331.697	-	497.890
Activos por impuestos corrientes	9.386	18.355	-	9.370	143	1.167	104.565	-	142.966
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	109.579	4.101.417	-	9.066	-	4.220.062
Total Activo Corriente	16.181	162.557	5.968	1.259.759	4.137.387	179.927	4.557.633	37	10.319.459
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	87.153	-	8.294	-	5.442	4.984.338	-	5.065.227
Otros activos no financieros no corrientes	3.171	18.273	-	55.766	-	40	1.786.032	-	1.863.262
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	36	95.384	-	13.974	-	-	315.506	-	424.900
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	-	-	-	3	-	-	3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	15.373	-	483	719	-	16.575
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	135.852	-	201.539	1.806	76.075	3.453.555	-	3.868.827
Plusvalía	-	28.216	-	16.133	-	53.278	1.270.291	-	1.367.618
Propiedades, Planta y Equipo	-	885.670	-	4.750.105	316	1.461.031	5.714.047	-	12.111.169
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.621	-	7.621
Activos por derecho de uso	-	11.371	-	57.509	-	534	116.258	-	185.672
Activos por impuestos diferidos	37.402	9.868	-	954	-	13.494	842.253	56	904.027
Total Activo No Corriente	40.809	1.271.787	-	5.119.647	2.122	1.610.380	18.490.620	56	26.535.221
Total Activos	56.990	1.434.344	5.968	6.379.406	4.139.519	1.790.307	23.048.253	93	36.854.680

Miles de dólares estadounidenses - MUSS									
ACTIVOS	el 31.12.2022								
	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Activo Corriente									
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	563	141.933	69	156.180	71.521	7.130	744.297	-	1.121.693
Otros activos financieros corrientes	135	3.805	-	33.086	112	52.539	125.624	-	215.301
Otros activos no financieros corrientes	4.686	84.040	-	12.141	51.358	14.569	560.549	44	727.367
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.340	103.384	-	336.435	201.476	322.331	3.469.866	-	4.434.832
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas corrientes	611	8.681	4.225	907	379	39	1.109	-	15.951
Inventarios corrientes	-	8.790	-	89.346	51.932	28.936	368.443	-	547.447
Activos por impuestos corrientes	9.502	2.195	-	1.229	1.464	2.164	105.524	-	122.078
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	159.449	-	354.618	65.074	-	579.141
Total Activo Corriente	16.837	352.828	4.294	788.773	378.242	782.326	5.440.486	44	7.763.830
Activo No Corriente									
Otros activos financieros no corrientes	-	151.864	-	14.065	-	21.450	3.982.430	-	4.169.809
Otros activos no financieros no corrientes	3.455	20.426	-	31.979	40.017	310	2.219.406	-	2.315.593
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	100	115.972	-	11.985	-	8.021	343.549	-	479.627
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas no Corriente	-	-	3.677	-	-	15	-	-	3.692
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	-	3.008	63	2.316	51	-	5.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	210.799	-	163.488	86.974	100.053	3.061.806	-	3.623.120
Plusvalía	-	31.022	-	55.455	250.900	6.744	1.168.724	-	1.512.845
Propiedades, Planta y Equipo	-	1.365.556	-	3.634.827	2.176.957	2.130.691	4.374.159	-	13.682.190
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	7.341	-	7.341
Activos por derecho de uso	-	13.183	-	46.661	166.814	34	119.247	-	345.939
Activos por impuestos diferidos	-	50.788	-	19	42.848	195	770.373	-	864.223
Total Activo No Corriente	3.555	1.959.610	3.677	3.981.487	2.764.573	2.259.829	16.047.086	-	27.009.817
Total Activos	20.392	2.312.438	7.971	4.750.260	3.142.815	3.052.155	21.487.572	44	34.773.647

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.12.2023									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	-	1	475.780	11.481	535.794	-	-	683.317	-	1.706.373
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	1.665	-	5.611	-	3	18.864	-	26.143
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	-	29.169	143.152	5.767	749.934	493	233.225	2.523.868	37	3.685.645
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	218.498	687.848	767.178	385	-	127	165.748	-	1.839.784
Otras provisiones corrientes	-	-	-	-	53.864	-	21.479	91.254	-	186.597
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	11.179	-	90.333	-	16.985	21.443	-	139.940
Otros pasivos no financieros corrientes	-	3.016	8.141	-	35.718	-	5.451	167.737	5	220.068
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	1	1.942.778	-	91	-	1.942.870
Total Pasivo Corriente	-	250.684	1.327.765	784.426	1.471.640	1.943.271	277.270	3.672.322	42	9.727.420
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	1.397.978	53.248	1.809.527	-	-	1.778.420	-	5.039.173
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	11.269	-	51.420	-	-	107.173	-	169.862
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	61.111	-	7.948	-	121.004	1.458.478	-	1.648.541
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	58.480	104.672	750	-	-	149.161	-	313.063
Otras provisiones no corrientes	-	-	24.079	-	50.433	-	4.101	560.409	-	639.022
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	42.358	-	83.136	-	370.195	104.829	-	600.518
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	1.242	427	-	137.039	-	9.701	1.451.713	-	1.600.122
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	16.528	-	-	-	66.556	13.080	-	96.164
Total Pasivo No Corriente	-	1.242	1.612.230	157.920	2.140.253	-	571.557	5.623.263	-	10.106.465
Total Pasivo	-	251.926	2.939.995	942.346	3.611.893	1.943.271	848.827	9.295.585	42	19.833.885

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

PASIVOS	al 31.12.2022									
	Unidad de Fomento	Peso chileno	Dólar Estadounidense	Euro	Peso colombiano	Sol peruano	Peso argentino	Real brasileño	Otras monedas	Total
Pasivo Corriente										
Otros pasivos financieros corrientes	951	-	511.042	10.959	308.575	83.229	-	399.123	-	1.313.879
Pasivos por arrendamientos corrientes	-	-	3.774	-	5.747	4.483	13	20.898	-	34.905
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7	10.729	176.898	6.229	385.172	272.721	834.579	2.619.313	31	4.305.679
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	6.659	33.856	982.764	8.654	2.553	4.294	313.095	-	1.351.875
Otras provisiones corrientes	-	16	-	-	49.589	10.301	39.503	81.001	-	180.410
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	4.466	-	153.445	31.398	34.667	71.087	-	295.063
Otros pasivos no financieros corrientes	-	3.634	7.199	-	23.155	38.643	23.880	154.810	13.085	264.406
Pasivos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	21.144	-	159.611	-	-	180.755
Total Pasivo Corriente	958	21.038	737.235	999.952	955.481	443.328	1.096.547	3.659.317	13.116	7.926.972
Pasivo No Corriente										
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	2.021.436	60.603	1.169.125	373.924	-	1.646.037	-	5.271.125
Pasivos por arrendamientos no corrientes	-	-	31.293	-	41.159	1.889	4	102.341	-	176.886
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	63.778	-	5.349	1.047	11.251	1.883.225	-	1.964.650
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	207.519	416.378	-	-	-	236.754	-	860.651
Otras provisiones no corrientes	-	-	8.904	-	61.078	29.152	10.920	529.479	-	639.533
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	41.817	-	57.811	280.195	587.943	62.286	-	1.030.052
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	1.810	378	-	82.030	4.306	16.572	1.283.325	-	1.388.421
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	21.417	-	-	18.901	16.507	11.614	-	68.439
Total Pasivo No Corriente	-	1.810	2.396.542	476.981	1.416.552	709.414	643.197	5.755.061	-	11.399.557
Total Pasivo	958	22.848	3.133.777	1.476.933	2.372.033	1.152.742	1.739.744	9.414.378	13.116	19.326.529

Anexo N°3 Información adicional oficio circular N° 715 del 3 de febrero de 2012

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

a) Estratificación de la cartera

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.189.844	375.215	144.649	1.182.613	3.892.321	187.963
Provisión de deterioro	(80.729)	(45.622)	(56.279)	(899.671)	(1.082.301)	(5.901)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	2.542	-	-	-	2.542	59.000
Provisión de deterioro	(34)	-	-	-	(34)	(560)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	221.587	-	-	-	221.587	213.482
Provisión de deterioro	(1.076)	-	-	-	(1.076)	(29.084)
Total	2.332.134	329.593	88.370	282.942	3.033.039	424.900

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022					
	Cartera al día	Morosidad 1-90 días	Morosidad 91-180 días	Morosidad superior a 181 días	Total Corriente	Total No Corriente
Cuentas comerciales por cobrar bruto	2.262.354	371.301	123.705	1.099.536	3.856.896	297.157
Provisión de deterioro	(65.157)	(29.557)	(40.079)	(757.332)	(892.125)	(4.923)
Cuentas por cobrar por arrendamiento financiero	1.526	-	-	-	1.526	25.369
Provisión de deterioro	(27)	-	-	-	(27)	(512)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	1.468.617	-	-	-	1.468.617	185.594
Provisión de deterioro	(55)	-	-	-	(55)	(23.058)
Total	3.667.258	341.744	83.626	342.204	4.434.832	479.627

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2023					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	32.858.917	2.164.128	6.304.208	213.679	39.163.125	2.377.807
Entre 1 y 30 días	10.473.685	228.477	235.322	6.765	10.709.007	235.242
Entre 31 y 60 días	3.317.068	76.796	207.667	5.825	3.524.735	82.621
Entre 61 y 90 días	2.215.877	51.919	158.717	5.433	2.374.594	57.352
Entre 91 y 120 días	1.960.115	44.452	162.254	5.236	2.122.369	49.688
Entre 121 y 150 días	1.703.124	43.966	151.802	5.101	1.854.926	49.067
Entre 151 y 180 días	1.818.549	39.819	153.638	6.075	1.972.187	45.894
Entre 181 y 210 días	1.624.541	28.450	143.321	6.522	1.767.862	34.972
Entre 211 y 250 días	1.668.626	30.052	134.738	5.968	1.803.364	36.020
Superior a 251 días	18.045.840	979.878	657.090	131.743	18.702.930	1.111.621
Total	75.686.342	3.687.937	8.308.757	392.347	83.995.099	4.080.284

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

	al 31.12.2022					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto	Número de clientes	Monto bruto
Al día	15.937.883	2.302.488	6.747.062	257.023	22.684.945	2.559.511
Entre 1 y 30 días	7.696.349	206.383	417.890	23.558	8.114.239	229.941
Entre 31 y 60 días	2.694.961	71.729	323.129	13.864	3.018.090	85.593
Entre 61 y 90 días	1.808.445	45.513	243.460	10.254	2.051.905	55.767
Entre 91 y 120 días	1.465.724	34.586	247.875	11.425	1.713.599	46.011
Entre 121 y 150 días	1.438.623	30.758	216.885	8.574	1.655.508	39.332
Entre 151 y 180 días	1.574.690	28.290	210.395	10.072	1.785.085	38.362
Entre 181 y 210 días	1.356.456	28.656	601.857	38.957	1.958.313	67.613
Entre 211 y 250 días	1.657.163	31.897	164.731	8.181	1.821.894	40.078
Superior a 251 días	14.322.967	879.899	669.305	111.946	14.992.272	991.845
Total	49.953.261	3.660.199	9.842.589	493.854	59.795.850	4.154.053

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cartera protestada y en cobranza judicial	2023		2022 (Reexpresado)	
	Número de Clientes	Monto	Número de Clientes	Monto
Documentos por cobrar protestados	1.578.631	189.218	290.454	54.717
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	31.447	85.739	11.460	33.549
Total	1.610.078	274.957	301.914	88.266

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Provisiones y Castigos	al 31.12.2023	al 31.12.2022
Provisión cartera no repactada	258.005	202.941
Provisión cartera repactada	11.095	39.379
Castigos del período	-	-
Recuperos del período	(12.587)	(1.054)
Total	256.513	241.266

d) Número y monto de operaciones.

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Número y monto operaciones	al 31.12.2023		al 31.12.2022	
	Total detalle por tipo de operaciones último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	654.371	3.531.702	831.208	2.794.465
Monto de las operaciones	60.504	256.513	31.631	241.266

Anexo N°3.1 Información complementaria de cuentas comerciales

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

a) Estratificación de la cartera

– Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Cuentas Comerciales por Cobrar	al 31.12.2023												Total Corriente	Total No Corriente
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Morosidad superior a 365 días			
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	385.350	6.386	1.100	425	724	528	2.044	911	955	1.499	11.966	411.888	5.182	
Grandes Clientes	121.068	539	408	36	56	81	1.327	-	-	605	-	124.120	-	
Clientes Institucionales	34.843	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.843	-	
Otros	229.439	5.847	692	389	668	447	717	911	955	894	11.966	252.925	5.182	
Provisión Deterioro	(4.119)	(112)	(59)	(7)	(16)	(11)	(23)	(837)	(934)	(839)	(4.442)	(11.399)	-	
Servicios no facturados	296.287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	82	296.369	5.182	
Servicios facturados	89.063	6.386	1.100	425	724	528	2.044	911	955	1.499	11.884	115.519	-	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	1.804.494	228.856	81.521	56.927	48.964	48.539	43.850	34.061	35.065	142.820	955.336	3.480.433	182.781	
Clientes Masivos	1.141.074	166.806	60.210	39.469	34.588	33.510	29.447	25.781	24.484	107.303	722.058	2.384.730	124.654	
Grandes Clientes	500.948	47.117	15.459	11.608	9.645	10.590	10.462	6.328	6.415	23.974	167.622	810.168	39.809	
Clientes Institucionales	162.472	14.933	5.852	5.850	4.731	4.439	3.941	1.952	4.166	11.543	65.656	285.535	18.318	
Provisión Deterioro	(76.610)	(13.326)	(15.625)	(16.493)	(16.255)	(21.328)	(18.646)	(29.016)	(25.510)	(76.527)	(761.566)	(1.070.902)	(5.901)	
Servicios no facturados	697.893	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	697.893	-	
Servicios facturados	1.106.601	228.856	81.521	56.927	48.964	48.539	43.850	34.061	35.065	142.820	955.336	2.782.540	182.780	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	2.189.844	235.242	82.621	57.352	49.888	49.067	45.894	34.972	36.020	144.319	967.302	3.892.321	187.963	
Total Provisión Deterioro	(80.729)	(13.438)	(15.684)	(16.500)	(16.271)	(21.339)	(18.669)	(29.853)	(26.444)	(77.368)	(766.008)	(1.082.301)	(5.901)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	2.109.115	221.804	66.937	40.852	33.417	27.728	27.225	5.119	9.576	66.953	201.294	2.810.020	182.062	

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas subsidiarias de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las subsidiarias utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Miles de dólares estadounidenses - MU\$

		al 31.12.2022													
Cuentas Comerciales por Cobrar		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 superior a 365 días	Total Corriente	Total No Corriente	
Cuentas comerciales por cobrar y transmisión	Generación	369.672	9.177	884	252	398	705	793	2.070	3.970	1.641	13.678	403.240	7.683	
Grandes Clientes		165.879	5.996	494	65	10	14	-	91	-	-	3.338	175.887	-	
Cientes Institucionales		16.614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.614	-	
Otros		187.179	3.181	390	187	388	691	793	1.979	3.970	1.641	10.340	210.739	7.683	
Provisión Deterioro		(3.279)	(523)	(53)	(14)	(19)	(14)	(25)	(136)	(880)	(1.563)	(7.770)	(14.276)	-	
Servicios no facturados		268.722	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	268.724	7.676	
Servicios facturados		100.949	9.177	884	252	398	705	793	2.070	3.969	1.641	13.677	134.515	7	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución		1.892.682	220.764	84.709	55.515	45.613	38.627	37.569	65.543	36.108	140.201	836.325	3.453.656	289.474	
Cientes Masivos		1.232.527	166.274	63.948	40.183	32.158	28.217	27.363	53.137	26.079	101.819	622.123	2.393.828	96.092	
Grandes Clientes		425.299	44.337	13.241	8.817	8.170	6.064	5.970	5.395	6.063	24.294	133.434	681.084	183.892	
Cientes Institucionales		234.856	10.153	7.520	6.515	5.285	4.346	4.236	7.011	3.966	14.088	80.768	378.744	9.490	
Provisión Deterioro		(61.878)	(6.355)	(11.039)	(11.573)	(11.845)	(15.116)	(13.060)	(49.186)	(25.623)	(66.359)	(605.815)	(877.849)	(4.923)	
Servicios no facturados		595.708	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	595.708	-	
Servicios facturados		1.296.974	220.764	84.709	55.515	45.613	38.627	37.569	65.543	36.108	140.201	836.325	2.857.948	289.474	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos		2.262.354	229.941	85.593	55.767	46.011	39.332	38.362	67.613	40.078	141.842	850.003	3.856.896	297.157	
Total Provisión Deterioro		(65.157)	(6.878)	(11.092)	(11.587)	(11.864)	(15.130)	(13.085)	(49.322)	(26.503)	(67.922)	(613.585)	(892.125)	(4.923)	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos		2.197.197	223.063	74.501	44.180	34.147	24.202	25.277	18.291	13.575	73.920	236.418	2.964.771	292.234	

- Por tipo de cartera:

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Tipos de Cartera	al 31.12.2023											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN												
Cartera no repactada	385.350	6.386	1.100	425	724	528	2.044	911	955	13.465	411.888	5.182
Grandes Clientes	121.068	539	408	36	56	81	1.327	-	-	1.358	124.873	-
Clientes Institucionales	34.843	-	-	-	-	-	-	-	-	28	34.871	-
Otros	229.439	5.847	692	389	668	447	717	911	955	12.079	262.144	5.182
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN												
Cartera no repactada	1.745.960	222.091	75.696	51.494	43.728	43.438	37.775	27.539	29.097	966.413	3.243.231	27.636
Clientes Masivos	1.097.768	161.484	55.334	34.759	30.456	29.347	24.452	20.168	19.335	716.290	2.189.393	18.005
Grandes Clientes	489.032	45.722	14.804	10.941	9.137	10.006	9.863	5.741	5.766	175.946	776.958	9.631
Clientes Institucionales	159.160	14.885	5.558	5.794	4.135	4.085	3.460	1.630	3.996	74.177	276.880	-
Cartera repactada	58.534	6.765	5.825	5.433	5.236	5.101	6.075	6.522	5.968	131.743	237.202	155.145
Clientes Masivos	43.306	5.322	4.877	4.710	4.132	4.164	4.995	5.613	5.149	113.071	195.339	127.633
Grandes Clientes	11.916	1.395	654	667	508	584	599	587	649	15.651	33.210	9.194
Clientes Institucionales	3.312	48	294	56	596	353	481	322	170	3.021	8.663	18.318
Total cartera bruta	2.189.844	235.242	82.621	57.352	49.688	49.067	45.894	34.972	36.020	1.111.621	3.892.321	187.963

Miles de dólares estadounidenses - MUSS

Tipos de Cartera	al 31.12.2022											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				
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	369.672	9.177	884	252	398	705	793	2.070	3.970	15.319	403.240	7.683		
Grandes Clientes	165.879	5.996	494	65	10	14	-	91	-	3.338	175.887	-		
Clientes Institucionales	16.614	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.614	-		
Otros	187.179	3.181	390	187	388	691	793	1.979	3.970	11.981	210.739	7.683		
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	1.730.675	197.206	70.845	45.261	34.188	30.053	27.497	26.586	27.927	864.580	3.054.818	194.458		
Cartera Masivos	1.102.624	146.471	51.939	31.724	22.330	20.454	18.156	17.058	18.998	626.922	2.056.676	18.560		
Grandes Clientes	400.850	41.720	12.033	7.230	6.817	5.364	5.258	4.769	5.157	143.522	632.720	175.898		
Clientes Institucionales	227.201	9.015	6.873	6.307	5.041	4.235	4.083	4.759	3.772	94.136	365.422	-		
Cartera repactada	162.007	23.558	13.864	10.254	11.425	8.574	10.072	38.957	8.181	111.946	398.838	95.016		
Cartera Masivos	129.902	19.804	12.008	8.458	9.830	7.762	9.206	36.077	7.082	97.024	337.153	77.192		
Grandes Clientes	24.449	2.617	1.209	1.588	1.351	701	713	627	905	14.204	48.364	8.334		
Clientes Institucionales	7.656	1.137	647	208	244	111	153	2.253	194	718	13.321	9.490		
Total cartera bruta	2.262.354	229.941	85.593	55.767	46.011	39.332	38.362	67.613	40.078	991.845	3.856.896	297.157		



Anexo N°3.2 Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peaje

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Colombia				Perú				Argentina				Brasil				Centroamerica				Total			
	al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2023		al 31.12.2022		al 31.12.2022			
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	223.285	13.815	140.074	9.536	-	-	76.483	12.488	34.852	-	102.807	-	655.826	-	639.992	5.560	2.265	-	18.456	-	916.228	13.815	977.812	27.584
Total Activo Estimado	223.285	13.815	140.074	9.536	-	-	76.483	12.488	34.852	-	102.807	-	655.826	-	639.992	5.560	2.265	-	18.456	-	916.228	13.815	977.812	27.584
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	167.710	17.859	91.158	13.498	-	-	37.431	9.994	21.984	-	59.414	-	383.704	-	412.966	51.538	-	-	-	-	573.398	17.859	600.989	75.030
Total Pasivo Estimado	167.710	17.859	91.158	13.498	-	-	37.431	9.994	21.984	-	59.414	-	383.704	-	412.966	51.538	-	-	-	-	573.398	17.859	600.989	75.030

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

País	Colombia				Perú				Argentina				Brasil				Centroamerica				Total			
	2023		2022		2023		2022		2023		2022		2023		2022		2023		2022		2023		2022	
	Energía y Potencia	Peajes																						
Ventas de Energía	219.157	12.377	164.936	10.885	-	-	-	-	34.852	-	99.001	-	655.056	-	654.406	5.562	2.265	-	18.456	-	911.330	12.377	936.799	16.447
Compras de Energía	150.260	16.001	104.054	15.400	-	-	-	-	21.984	-	59.381	-	383.047	75.657	415.107	65.574	-	-	-	-	555.291	91.658	678.542	80.974

Anexo N°4 Detalle vencimiento proveedores

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

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con pagos al día	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	228.114	390.363	655.690	1.274.167	121.175	619.492	655.512	1.396.179
Entre 31 y 60 días	65.708	338.589	54.135	458.432	40.223	578.561	74.725	693.509
Entre 61 y 90 días	98.857	119.794	46.235	264.886	24.534	14.797	4.702	44.033
Entre 91 y 120 días	80.886	40.746	17.628	139.260	41.988	22.555	8.050	72.593
Entre 121 y 365 días	48.773	41.431	66.238	156.442	27.992	24.049	29.122	81.163
Más de 365 días	5.151	145.432	2.067	152.650	4.830	23.391	4.688	32.909
Total	527.489	1.076.355	841.993	2.445.837	260.742	1.282.845	776.799	2.320.386
Periodo promedio de pago cuentas al día	41	38	41		32	42	31	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Proveedores con plazos vencidos	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Hasta 30 días	-	-	-	-	2.715	43.370	2.800	48.885
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	24.196	24.196
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	20.047	20.047
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	25.371	25.371
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	47.219	47.219
Más de 365 días	-	-	-	-	-	-	460.704	460.704
Total	-	-	-	-	2.715	43.370	580.337	626.422
Periodo promedio de pago cuentas vencidas (días)	-	-	-		60	60	60	

Miles de dólares estadounidenses - MUS\$

Detalle de Proveedores	al 31.12.2023				al 31.12.2022			
	Bienes	Servicios	Otros	Total	Bienes	Servicios	Otros	Total
Proveedores por compra de energía	124.903	179.587	749.701	1.054.191	10.779	170.518	1.317.258	1.498.555
Proveedores por compra de combustibles y gas	856	428	142	1.426	-	14.897	-	14.897
Compra de Activos	57.186	27.714	9.238	94.138	71.075	13.059	4.344	88.478
Cuentas por pagar bienes y servicios	344.544	868.626	82.912	1.296.082	181.603	1.127.741	35.534	1.344.878
Total	527.489	1.076.355	841.993	2.445.837	263.457	1.326.215	1.357.136	2.946.808

MEGAARCHIVOSHQB



Firma Documento Electrónico

Identificador Único: 28F3BD93-AF1A-441A-8FD6-CCED7E7043A5

Páginas: 226

Tipo de Documento: EF - ESTADOS FINANCIEROS



Para verificar la validez dirigirse a https://produccion.hqb.cl/HQBDOC_KPMG/DocumentoElectronico.aspx

Información de Firmantes